

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico



TEMA: ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONALES PARA CIERRE DE LAZO OTAVALO, SAN VICENTE Y ATUNTAQUI.

Trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico.

AUTOR (A):

Edison Andrés Chuquizán Valenzuela

DIRECTOR (A):

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc

Ibarra – Ecuador 2026



AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:		1003782842	
APELLIDOS Y NOMBRES :		Edison Andrés Chuquizán Valenzuela	
DIRECCIÓN:		Ibarra – Vía Santa Rosa 5-52 y la carolina	
EMAIL:		edisonchuquizan69@gmail.com	
Teléfono fijo		Teléfono móvil:	0939890429

DATOS DE LA OBRA	
TITULO:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONALES PARA CIERRE DE LAZO OTAVALO, SAN VICENTE Y ATUNTAQUI
AUTO (ES):	Edison Andrés Chuquizán Valenzuela
FECHA: DD/MM/AAAA	03/03/2026
SOLO PARA TRABAJO DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR / DIRECTOR:	Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc



2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 03 días del mes de Marzo del 2026

EL AUTOR:

.....
Nombre: Edison Andrés Chuquizán Valenzuela

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO****CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc en calidad de director del señor estudiante Edison Andrés Chuquizán Valenzuela certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: “ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONALES PARA CIERRE DE LAZO OTAVALO, SAN VICENTE Y ATUNTAQUI.”

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc

DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR



DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a mis padres Wilson Chuquizán y María Valenzuela por su amor incondicional, apoyo constante, sacrificio, quienes con su esfuerzo, paciencia y amor han sido el pilar fundamental de mi formación personal y profesional.

A mi familia y seres queridos, por creer en mí y acompañarme siempre pese a las adversidades que se han presentado, nunca dejaron de confiar y respetaron este proceso en mi carrera universitaria, a mis dos grandes amigos y a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron a que este logro sea posible.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO****AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por darme salud y fuerza durante la trayectoria de mi vida, por bendecir a toda mi familia y mis seres queridos que gracias a ellos ha sido posible este logro.

Agradezco a la “Universidad Técnica del Norte” por darme la oportunidad de forzarme como profesional en el área de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico, a los docentes de la carrera quienes han impartido sus conocimientos a los largo del proceso de formación.

En especial agradecer al Ing. Hernán Pérez por la paciencia que ha tenido en el proceso del trabajo de grado, por saberme guiar y ponerme en el camino correcto para realizar este proyecto.

También es importante mencionar a mis amigos, hermanos y entrenadores que han sido parte fundamental del crecimiento personal, profesional y deportivo.



Tabla de contenido

RESUMEN17

ABSTRACT18

Capítulo I19

 1. Tema.....19

 1.1. Problema.....19

 1.2. Planteamiento del Problema.20

 1.3. Formulación del Problema.....21

 1.4. OBJETIVOS.....21

 1.4.1. Objetivo General.21

 1.4.2. Objetivos Específicos.....22

 1.5. JUSTIFICACIÓN.....22

 1.6. ALCANCE.....22

CAPÍTULO II24

 2. Marco Teórico.....24

 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia.....24

 2.2. Configuración de las redes eléctricas.....25

 2.2.1. Red Radial25

 2.2.2. Red en malla.....27

 2.2.3. Red en anillo.....28



2.3. Sistemas de transmisión.	28
2.3.1. Líneas de transmisión.	29
2.3.2. Sistema de subtransmisión.	29
2.3.3. Las subestaciones.	30
2.4. Sistema de distribución de energía eléctrica.	31
2.5. Estructura del sistema eléctrico de distribución.	32
2.6. Regímenes de funcionamiento especiales en las redes de distribución.	32
2.6.1. Regímenes normales transitorios.	33
2.6.4. Regímenes anormales de los sistemas de distribución.	36
2.7. Sistema de Protecciones Eléctricas.	38
2.7.1. Objetivos de las protecciones del sistema.	38
2.7.2. Requisitos de Protecciones del Sistema.	38
Sensibilidad.	39
Selectividad.	39
Confiabilidad.	39
Seguridad.	39
Exactitud.	39
Rapidez.	40
Economía.	40
2.8. Zonas de protección.	40



2.8.1. Protección Primaria.....	41
2.8.2. Protección de respaldo.	41
2.9. Dispositivos de Protección.	43
2.9.1. Relé de Sobrecorriente.	43
2.9.2. Ajustes de la Protección Sobre Corriente.....	45
2.9.3. Relé direccional de Sobrecorriente.	46
2.10. DIgSILENT PowerFactory.....	46
Capítulo III.....	48
3. DETERMINACION DE LOS PARAMETROS PARA LA COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.....	48
3.1. Introducción.....	48
3.2. Descripción del área de concesión EMELNORTE S.A.	48
3.2.1. Relación con el sistema Nacional Interconectado.	48
3.2.2. Sistema de Subtransmisión.....	49
3.2.3. Líneas de subtransmisión.	50
3.3. Información del área de Estudio.	51
3.3.1. Transformadores de Transeléctric.....	51
3.3.2. Sistema en lazo Otavalo, San Vicente – Atuntaqui.....	52
3.4. Metodología.	54
3.5. Norma IEC 60909.....	56



3.6. Criterios para la coordinación de protecciones.	57
3.7. Representación del lazo de estudio.....	62
3.8. Software DlgSILENT, PowerFactory.	62
3.9. Importación del archivo de EMELNORTE S.A.....	62
3.10. Sistema en lazo Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo y Cajas.	64
3.11. Estudio de cortocircuito.....	66
3.12. Implementación de instrumentos de medición y protección.	67
3.13. Cálculo de parámetros para los ajustes de relés en las líneas de Subtransmisión y transformadores de las subestaciones.	71
3.13.1. Parámetros de ajuste de relé de fase y neutro en la subestación Atuntaqui: San Vicente. 72	
3.13.2. Parámetros de ajuste de relé de fase y neutro en la subestación Atuntaqui: transformador. 74	
3.13.3. Parámetros de ajustes de relé de fase y neutro en la subestación San Vicente: posición Otavalo.....	75
3.13.4. Parámetros de ajuste de relé fase y neutro en la subestación Otavalo: Posición cajas. 76	
3.13.5. Parámetros de ajuste de relé fase y neutro en la subestación Otavalo: transformador. 78	
3.13.6. Parámetros de ajuste de relé de fase y neutro en la subestación Otavalo: Posición San Vicente.	79



CAPITULO IV	83
4. Simulación de la coordinación de protecciones con relés direccionales	83
4.1. Introducción.....	83
4.2. Ingreso de datos para los relés de protección.	83
4.3. Coordinación de los relés direccionales de fase Ibarra – Cajas.....	87
4.3.1. Coordinación de protecciones direccionales de fase Ibarra – Atuntaqui.....	88
4.3.2. Coordinación de protecciones direccionales de neutro Ibarra – Atuntaqui.	89
4.3.3. Coordinación de protecciones direccionales de fase Atuntaqui – San Vicente.	91
4.3.4. Coordinación de protecciones direccionales de neutro Atuntaqui-San Vicente.	92
4.3.5 Coordinación de protecciones direccionales de fase San Vicente-Otavaló. ...	94
4.3.6 Coordinación de los relés direccionales de Neutro San Vicente-Otavaló.	95
4.4. Coordinación de los relés direccionales de fase Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.	97
4.4.1. Coordinación de los relés de fase en el lazo Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric Ibarra.	97
4.4.2. Coordinación de los relés de Neutro en el lazo Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.....	99
4.4.3. Coordinación de protecciones de fase y neutro para transformadores en el lazo de estudio.....	101



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO



4.5. Coordinación de protecciones del transformador Atuntaqui..... 101

4.6. Coordinación de protecciones del Transformador San Vicente. 104

4.7. Coordinación de protecciones del transformador de Otavalo. 106

4.8. Parámetros definitivos para la coordinación de protecciones. 109

Conclusiones..... 110

Recomendaciones..... 111

Bibliografía 112



INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Sistema Eléctrico de Potencia [24]..... 24

Figura 2 Sistema Radial [6] 26

Figura 3 Subtransmisión y distribución Radial [4] 26

Figura 4 Diagrama unifilar de la topología en malla [4]..... 27

Figura 5 Diagrama unifilar de la topología red en anillo [4]..... 28

Figura 6 Subestación Alpachaca [10]..... 30

Figura 7 Esquema general de una subestación abierta [7]..... 31

Figura 8 Sistema de distribución de energía eléctrica. [22]..... 32

Figura 9 Ondas de la corriente de inrush [12]..... 34

Figura 10 Formas de onda de la corriente de inrush de un transformador [12]..... 34

Figura 11 Pico de la corriente en carga fría con respecto al tiempo de la desconexión del alimentador [12] 36

Figura 12 Tipos de cortocircuitos [8]..... 37

Figura 13 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico con sus zonas de protecciones. [6]..... 41

Figura 14 Tipos de relés según su característica de tiempo de operación. [19] 44

Figura 15 Curva de tiempo de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso. [19] 44

Figura 16 Dirección de la corriente de falla en el relé direccional. [20] 46

Figura 17 Dirección de la corriente de falla en el relé direccional. 53

Figura 18 Metodología expresada en diagrama de bloques 55

Figura 19 Ventana para la importación del archivo a trabajar. 63

Figura 20 Ventana emergente y activación de la plantilla EMELNORTE. 64

Figura 21 Subestación TRANSELECTRIC Cajas..... 65

Figura 22 Diagrama unifilar cajas. 65

Figura 23 Opción emergente para editar los dispositivos..... 67



<i>Figura 24 Ventana emergente para añadir TC, TP y Relés</i>	<i>68</i>
<i>Figura 25 Ventana emergente para ingresar el tipo de dispositivo.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 26 Ventana emergente para ingresar el tipo de TC.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 27 Carpetas emergentes dentro de la librería EMELNORTE.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 28 Ventana para editar dispositivos.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 29 Ventana Relay Model.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 30 ventana time Overcurrent, ingreso de datos para relé temporizado</i>	<i>85</i>
<i>Figura 31 Ventana para ingresar los datos del relé instantáneo.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 32 ventana time Overcurrent plot.....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 33 curva de coordinación de protección para relé 67 Ibarra Atuntaqui en fase.....</i>	<i>87</i>
<i>Figura 34 Falla trifásica del 80% de la línea Atuntaqui – San Vicente.....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 35 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui y Atuntaqui-Ibarra.....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 36 Falla monofásica del 80% en la línea Atuntaqui-San Vicente.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 37 Coordinación de los relés de neutro: Ibarra-Atuntaqui y Atuntaqui-San Vicente.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 38 Falla trifásica del 80% de la línea San Vicente-Otavalo.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 39 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente y San Vicente Otavalo.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 40 Falla monofásica del 80% de la línea San Vicente-Otavalo.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 41 Coordinación de los relés de neutro: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavalo.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 42 Falla trifásica del 20% de la línea de subtransmisión Cajas.....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 43 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavalo y Otavalo-Cajas.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 44 Falla trifásica del 20% en la línea de transmisión Otavalo-Cajas</i>	<i>95</i>
<i>Figura 45 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavalo y Otavalo-Cajas.....</i>	<i>96</i>



Figura 46 Falla de cortocircuito simulada en la línea de transmisión Transeléctric-caja hasta Otavalo.....98

*Figura 47 Curva de protecciones de los relés de fase, Transeléctric-Cajas, Otavalo, San Vicente y Atuntaqui
respectivamente.99*

Figura 48 Falla del 20% en la línea de subtransmisión en la posición de Transeléctric-cajas hasta Otavalo.100

Figura 49 Curva de protecciones de los relés de neutro desde Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.100

*Figura 50 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador con los relés de fase de línea
Transelectric-Ibarra y Atuntaqui.....102*

*Figura 51 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador Atuntaqui con los relés de fase
de línea San vicente-Atuntaqui.....103*

*Figura 52 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador San Vicente con los relés de
fase de línea Atuntaqui-San Vicente.....104*

*Figura 53 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador San Vicente con los relés de
fase de línea Otavalo-San Vicente.105*

*Figura 54 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador Otavalo con los relés de fase de
línea San Vicente-Otavalo.....107*

*Figura 55 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador Otavalo con los relés de fase de
línea Transeléctric-Cajas y Otavalo.....108*



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de niveles de voltaje.....25

Tabla 2. Subestaciones de Distribución EMELNORTE S.A.49

Tabla 3. Líneas de Subtransmisión de EMELNORTE S.A.....50

Tabla 4. Características de los transformadores Transeletric.52

Tabla 5. Características de los transformadores de cada subestación.54

Tabla 6. Características de las líneas de subtransmisión entre puntos.54

Tabla 7. Características de los relés de las subestaciones de EMELNORTE S.A.61

Tabla 8. Calculo correspondientes a las corrientes de cortocircuito.....66

*Tabla 9. Dato reales proporcionados por EMELNORTE S.A. de las subestaciones involucradas en el tema de estudio.
.....70*

Tabla 10. Ejemplo Subestación Atuntaqui para el cálculo de los Relés fase y neutro (50/50N – 51/51N)72

Tabla 11. Nuevos valores para los relés de fase y neutro (50/50N – 51/51N) en la posición San Vicente74

Tabla 12. Valores adquiridos por el departamento de estudios eléctricos.....74

*Tabla 13 Nuevos valores para los relés de fase y neutro (51/51N) en el transformador de la subestación Atuntaqui.
.....75*

*Tabla 14 Nuevos valores para los relés de fase y neutro (50/50N) en la subestación San Vicente posición Atuntaqui.
.....76*

*Tabla 15 Nuevos valores para los relés de fase y neutro (50/50N – 51/51N) en la subestación Otavalo posición
Cajas.78*

Tabla 16 nuevos Valores para los relés de fase y neutro (51/51N) de la subestación Otavalo: transformador.....79

Tabla 17. Características de fase y neutro en Transeletric cajas y Transeletric Ibarra.....80

Tabla 18 Nueva tabla de valores completa.82

Tabla 19 Ajustes de los relés direccionales para la coordinación en el lazo de estudio.....109



RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo realizar la coordinación de protecciones en las líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A., con relés de sobrecorriente para cierre de lazo comprendido entre las subestaciones Transeléctric Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo y la nueva subestación Transeléctric Cajas, considerando la futura configuración en anillo del sistema y la incorporación de la subestación Transeléctric Cajas. El estudio se orienta a garantizar la protección selectiva a las líneas y equipos basándonos en criterios de coordinación de protecciones, entre los cuales se ha puesto en práctica como son: fórmulas para ajustes de relés, estudio de cortocircuitos, margen de coordinación entre curvas, protección primaria y de respaldo, con el propósito de garantizar la protección adecuada que nos permita asegurar una operación continua, confiable y segura del sistema eléctrico ante la ocurrencia de fallas. La coordinación se desarrolló mediante el uso de relés de sobrecorriente en las líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A., para los cuales se emplearon los criterios y ajustes de los relés instantáneos y temporizados tanto como para fase y neutro, el cálculos de las corrientes de cortocircuito y TAP. El estudio fue desarrollado en el software PowerFactory, donde se utilizó el modelo del sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A., para incorporar la nueva subestación Transeléctric cajas y realizar simulaciones de fallas de cortocircuito, también se añadieron equipos en las líneas de subtransmisión dentro del software como son: TC's, TP's relés de sobrecorriente, ajustes de las nuevas curvas fase y neutro de los relés y de los transformadores de cada subestación. Finalmente terminado el lazo que comprende desde Transeléctric Ibarra hasta Transeléctric Cajas se procede a realizar el mismo proceso partiendo desde Transeléctric Cajas hasta Transeléctric Ibarra teniendo como resultado la configuración en anillo, a partir de los resultados obtenidos se determinaron ajustes de los relés de protecciones que se adapten a los criterios de protecciones que opera EMELNORTE S.A.

Palabras claves: coordinación de protecciones, relés direccionales, Power Factory, Transeléctric Ibarra, Transeléctric Cajas.

**ABSTRACT**

This final project aims to coordinate the protections of the subtransmission lines at EMELNORTE S.A. I used overcurrent relays to create a closed loop between several substations: Transeléctric Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, and the new Transeléctric Cajas substation. The study considers a future ring configuration and the integration of the new Cajas substation. The main goal is to ensure selective protection for lines and equipment. To do this, I applied coordination criteria such as: formulas for relay settings, short-circuit studies, coordination margins between curves, and primary and backup protections. All of this is to guarantee that the electrical system works in a continuous, reliable, and safe way when a fault occurs. For the coordination, I used overcurrent relays in the subtransmission lines. I applied settings for instantaneous and timed relays (for both phase and neutral), and I also calculated short-circuit currents and TAP values. I did the study using PowerFactory software. In the program, I used the EMELNORTE S.A. model to add the new substation and simulate short-circuit faults. I also added equipment like CTs, PTs, and overcurrent relays, along with the new phase and neutral curves for the relays and transformers. Finally, after finishing the loop from Ibarra to Cajas, I repeated the process from Cajas to Ibarra to complete the ring configuration. Based on the results, I determined the relay settings that follow the protection criteria used by EMELNORTE S.A.

Keywords: protection coordination, overcurrent relays, PowerFactory, Transeléctric Ibarra, Transeléctric Cajas.



Capítulo I

1. Tema

Estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de EMELNORTE con relés direccionales para cierre de lazo Otavalo, san Vicente y Atuntaqui.

1.1. Problema.

Los sistemas de Subtransmisión son parte del sistema eléctrico de distribución el cual permite a las empresas eléctricas, proveer de energía eléctrica dentro de su área de concesión debido a que las condiciones de su utilización deben ser confiable y dependen del tipo y tamaño de la carga, su importancia, de aumentar la continuidad y confiabilidad de servicio, es de suma importancia además de los recursos para su mejoramiento. [1]

Los sistemas de protecciones deben operar de manera adecuada, ya que pueden existir fallas que afectan la normal circulación de flujo de potencia, ocasionando por ejemplo que la red pierda estabilidad o, que algunos equipos instalados en las subestaciones puedan sobrecargarse y deteriorar su vida útil. [2]

El correcto funcionamiento de las protecciones es importante ya que dependiendo del tipo de falla que se presente en el sistema este deba operar de manera que permita mitigar los efectos de dicha falla, para asegurar la operación continua y confiable del sistema eléctrico.

Las empresas de distribución eléctrica optan por el uso de herramientas tecnológicas como software especializado que permiten modelar, evaluar, planificar, conocer y controlar la operación de los sistemas eléctricos de potencia. [3] Establece la importancia de la implementación de equipos inteligentes en los sistemas eléctricos, que permitan administrar de



forma óptima la red de distribución; esto con el fin de que cumplan con la misión de una empresa eléctrica distribuidora, que es la de brindar un servicio de energía eléctrica de calidad. [4]

Dentro de las normativas que rigen el sector eléctrico emitidas por los órganos reguladores, por ejemplo, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), sobre la calidad de servicio eléctrico de distribución, es necesario que las empresas distribuidoras mejoren la confiabilidad de suministro y la continuidad de servicio mantenimiento estándares en la energía eléctrica. [1]

Actualmente, EMELNORTE S.A. cuenta con 20 líneas de subtransmisión de 69 Kv con una longitud de 246,59 km, y 2 líneas de subtransmisión de 34,5 Kv con una extensión de 17,59 km, estas últimas para evacuar la generación de las centrales hidráulicas Ambi y San Miguel de Car. Con la finalidad de minimizar la desconexión de las líneas de subtransmisión, se realiza el mantenimiento de la franja de servidumbre de las zonas donde se encuentra mayor vegetación de todas las líneas del sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. [5]

Así mismo, EMELNORTE S.A. ha implementado varios proyectos para reducir los índices de interrupción entre los más importantes se tiene: coordinación de protecciones a nivel de subtransmisión y distribución, ubicación óptima de re conectadores y su comunicación con el Centro.

1.2. Planteamiento del Problema.

El servicio eléctrico puede ser interferido por diversas causas naturales y no naturales, que pueden provocar interrupciones o fallas como: deterioro del aislamiento descargas atmosféricas, árboles caídos sobre las líneas, contactos de ramas que se originan por fuertes vientos, contaminación y terremotos. Así como daños voluntarios y no voluntarios por parte de



las personas a los equipos del sistema eléctrico de distribución, además el aumento del consumo energético se considera como otro índice de desconexiones debido al desbalance entre cargas y sus elementos de protección.

Los sistemas de subtransmisión pueden tener una configuración radial o en lazo, se encuentran constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, que al ser parte principal del sistema de distribución permiten a las empresas eléctricas proveer de energía eléctrica hasta los usuarios finales.

El sistema al estar conformado por un conjunto de elementos (generadores, transformadores, barras, líneas de transmisión) que permiten generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, y para que haya un correcto funcionamiento del sistema y de sus elementos, es indispensable usar sistemas de protección, los cuales protegerán al sistema de presentarse algún tipo de fallas o perturbaciones que influyan en el comportamiento y rendimiento del sistema.

1.3. Formulación del Problema.

¿Cómo realizar el estudio para la coordinación de protecciones en las líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A. Con relés direccionales para cierre de anillo Otavalo, San Vicente y Atuntaqui?

1.4. OBJETIVOS.

1.4.1. Objetivo General.

Simular la coordinación de protecciones en las líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A. Para la protección de las líneas y equipos mediante relés direccionales.



1.4.2. *Objetivos Específicos.*

- Analizar los criterios teóricos y técnicos referentes a los elementos del sistema de subtransmisión y sistemas de protecciones con relés direccionales.
- Determinar los parámetros para la coordinación de protecciones con relés direccionales con los datos proporcionados de las líneas de subtransmisión por parte de EMELNORTE S.A.
- Simular la coordinación de protecciones con relés direccionales con la ayuda de un software especializado para la evaluación de resultados.

1.5. JUSTIFICACIÓN.

El estudio de coordinación de protecciones pretende intervenir y proteger los equipos que se encuentran operando en el sistema de subtransmisión en caso de fallas, su desconexión y para reducir el índice de desconexión por falla, para lo cual se realizara una propuesta de mejoramiento y además de la simulación del comportamiento del sistema en operación.

Con ayuda de un simulador se mostrará el comportamiento de las curvas de cortocircuito de cada uno de los equipos del sistema de subtransmisión y a través de este demostraremos el resultado del proyecto.

1.6. ALCANCE.

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. se encuentra conformado por 16 subestaciones de distribución y 20 líneas de subtransmisión de 69 Kv, se conecta en forma radial, por lo que, el trabajo se llevará a cabo en el sistema en lazo que comprende el cierre de anillo Otavalo, San Vicente y Atuntaqui.



sistema en el que se realizara un estudio para la coordinación de protecciones con relés direccionales permitiendo lograr una correcta identificación de fallas tales como monofásicas, bifásicas, trifásicas y transitorias, tal que el sistema se mantenga en condiciones de continuidad de servicio.

La coordinación se la simulará con ayuda del software PowerFactory el cual permitirá que se realice y visualice los ajustes de las protecciones idóneas para cada elemento constitutivo, permitiendo que estas operen de manera correcta identificando distintos escenarios como ajustes, especificaciones de fallas que se presente en el sistema y procurando el despeje de la misma, de tal manera que el sistema se mantenga operando sin interrupción de servicio.



2. Marco Teórico



2.1. Sistema Eléctrico de Potencia.

Un sistema eléctrico es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. La distribución de energía comprende las líneas primarias de distribución, transformadores de distribución, líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores. [1]

Las subestaciones de distribución reducen el voltaje de alto voltajes (AT) a nivel de medio voltaje (MV). La energía se transmite a través de las líneas de distribución a los transformadores de distribución en las que la tensión se reduce a nivel del consumidor y las líneas de energía de la empresa de servicios públicos o de distribución local transportan electricidad a los hogares o establecimientos comerciales. [1] En la Figura 1 se muestra el esquema de un sistema eléctrico de potencia

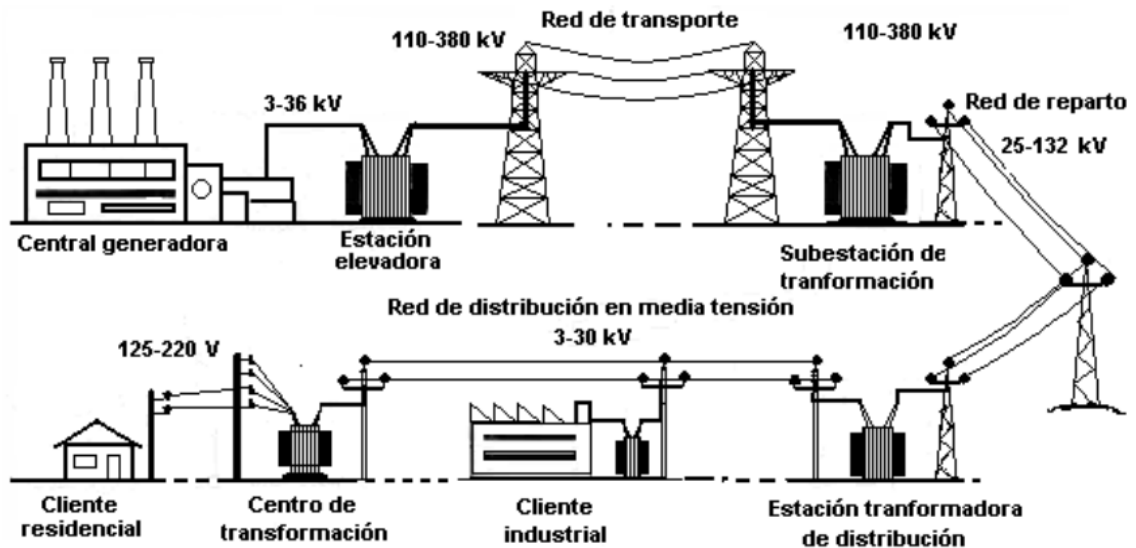


Figura 1 Sistema Eléctrico de Potencia [24]



Las etapas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución del sistema eléctrico utilizan diferentes niveles de voltaje, donde el elevado nivel de voltaje parte en la etapa de transmisión y se reduce conforma llega a la etapa de distribución, la energía se origina en la generación. De acuerdo con la REGULACIÓN ARCONEL 005/18 (2018), establece los siguientes niveles de voltaje que se encuentra en la Tabla 1. [2]

Tabla 1. Valores de niveles de voltaje

BAJO VOLTAJE	Menor o igual a 0,6 Kv;
MEDIO VOLTAJE	Mayor a 0,6 y menor igual a 40Kv;
ALTO VOLTAJE GRUPO 1	Mayor a 40 y menor igual a 138Kv;
ALTO VOLTAJE GRUPO 2	Mayor a 138Kv

Fuente: [2]

2.2. Configuración de las redes eléctricas.

La configuración de una red depende del nivel de confiabilidad que se requiere al tratar de abastecer de energía a todos los puntos de consumo. Una red sencilla es más económica y fácil de operar, pero con poca confiabilidad; cuanto mayor es el nivel de continuidad de suministro de energía que se requiere, mayor complejidad de la red [3]

2.2.1. Red Radial

Sistema radial es la más sencilla, caracterizada por tener una sola fuente de alimentación, por su bajo costo de instalación y operación, sin embargo, este tipo de configuración presenta una baja confiabilidad, es decir, ante la presencia de una falla se interrumpe el suministro aguas abajo del elemento de maniobra. [3] En la Figura 2 se puede observar la configuración de un sistema radial.

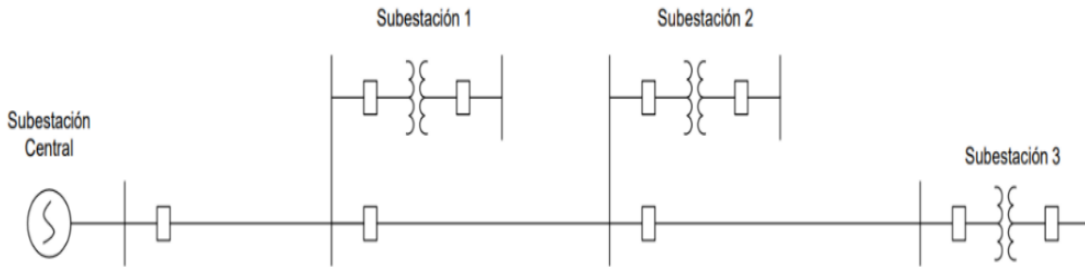


Figura 2 Sistema Radial [6]

El arreglo para un sistema de subtransmisión y distribución radial se muestra en la siguiente Figura 3, las líneas de distribución se extienden desde la subestación como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre. [4].

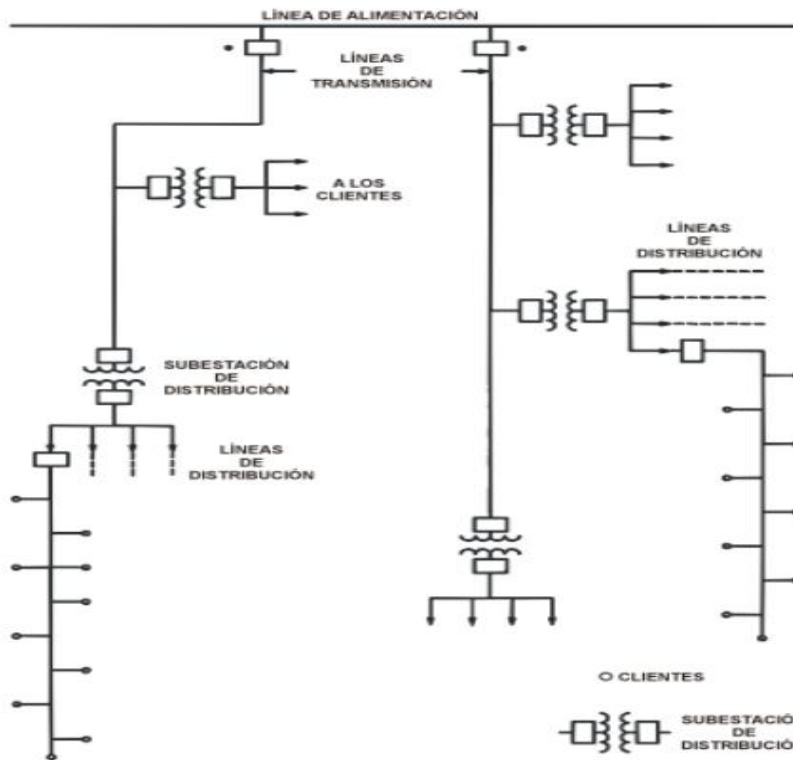


Figura 3 Subtransmisión y distribución Radial [4]



2.2.2. Red en malla

Esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipamiento, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones. Si alguna está fuera, el cliente se puede alimentar desde otra dirección, los switches se deben colocar periódicamente alrededor de la malla, para que la sección que no funciona correctamente se pueda reparar sin retirar una gran parte de la línea de servicio. El arreglo en malla es bastante confiable pero también costoso. [4]

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar una combinación de los llamados sistemas en malla y radial como se muestra en la Figura 4. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla. [4]

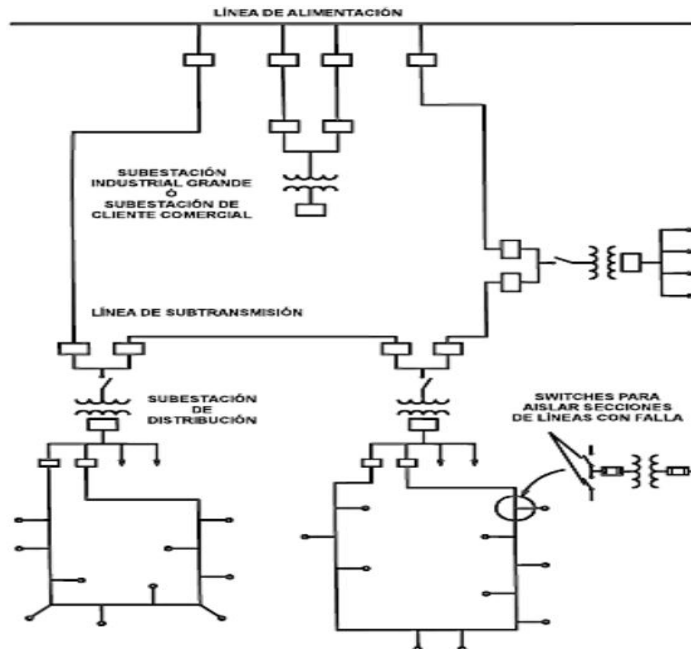


Figura 4 Diagrama unifilar de la topología en malla [4]



2.2.3. Red en anillo

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación, de forma que los clientes pueden ser alimentados por cualquiera de ellos, presentando una alternativa en la continuidad del servicio eléctrico en caso de que ocurra una interrupción o falla en alguno de los extremos del alimentador.

Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un recorrido completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde inició. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla; este tipo de redes en anillo tienen el inconveniente de que, la aparición de una avería en un centro de transformación provoca el corte de suministro en toda la red. [4] En la Figura 5 se presenta la configuración de una red en anillo.

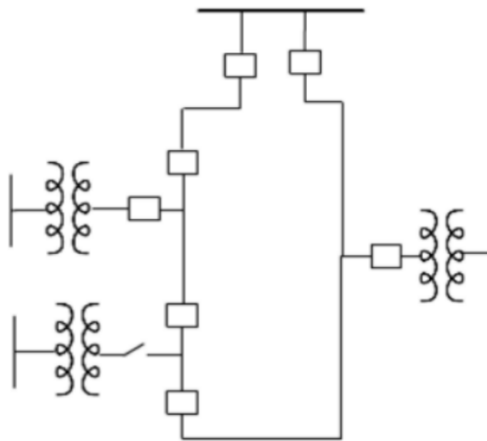


Figura 5 Diagrama unifilar de la topología red en anillo [4]

2.3. Sistemas de transmisión.

Un sistema de transmisión transporta la energía eléctrica proveniente de las centrales de generación a los sistemas de distribución, para finalmente llegar a cada una de las cargas. Para



realizar este transporte de energía eléctrica el sistema nacional de transmisión requiere del “Conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, las subestaciones de transmisión de elevación y reducción de las instalaciones, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión de la energía eléctrica” [5]

En Ecuador el sistema de transmisión opera a niveles de voltaje de 500 a 138 Kv; a nivel de 138 Kv, las líneas de transmisión sirven para vincular el sistema troncal de transmisión con las centrales de generación y con los centros de distribución. [6]

2.3.1. Líneas de transmisión.

Son las instalaciones que permiten transportar y distribuir la energía eléctrica. Usualmente son líneas aéreas, esto es, conductores suspendidos, mediante aisladores, de estructuras apropiadas que han ido creciendo en importancia y en tensión, a medida que se ha necesitado transmitir mayor cantidad de energía a mayor distancia. [7]

Las estructuras son usualmente metálicas (acero galvanizado, corten, etc.), salvo para líneas de menor tensión (menor altura), en que pueden ser postes de concreto o incluso de madera. La altura sobre el suelo del conductor más bajo está especificada por normas, de manera de evitar posibles contactos con vehículos, personas, etc. [7]

2.3.2. Sistema de subtransmisión.

Un sistema de subtransmisión es un conjunto de elementos eléctricos, equipos e instalaciones que permiten suministrar energía eléctrica a las empresas distribuidoras por medio de las líneas de alto voltaje, uniendo a las diferentes subestaciones. [8]



2.3.3. *Las subestaciones.*

Constituyen los nudos de la red eléctrica. Allí se ubican los equipos que permiten conectar o desconectar líneas, transformadores, generadores (es decir, interruptores, desconectadores, desconectadores fusibles), así como los equipos de control, protección y medida (transformadores de medida, detectores-relés, pararrayos, etc.). [7] Ejemplo de una subestación en las Figura 6



Figura 6 Subestación Alpachaca [10]

En el lenguaje eléctrico normal, la bahía designa al conjunto de equipos (interruptor, desconectadores, pararrayos, etc.), más los elementos de patio correspondientes (estructuras, tramo de barras, etc., cuando se trata de subestaciones al aire libre), que conforman una conexión a la subestación. En estricto rigor, excluye los instrumentos y elementos de control asociados, que se ubican en la sala o caseta de comando. Básicamente, se distinguen las subestaciones abiertas (al aire libre) y las encapsuladas, encerradas en armarios metálicos. En las subestaciones abiertas como se muestra en la figura 7, los equipos se montan sobre fundaciones especiales, y en lo posible a alturas tales que sus partes bajo tensión no puedan ser tocadas accidentalmente por el personal. La unión de los equipos se hace por medio de las



barras, esto es, conductores especiales (a veces tubos de cobre), dispuestos entre estructuras, por sobre los equipos. [7]

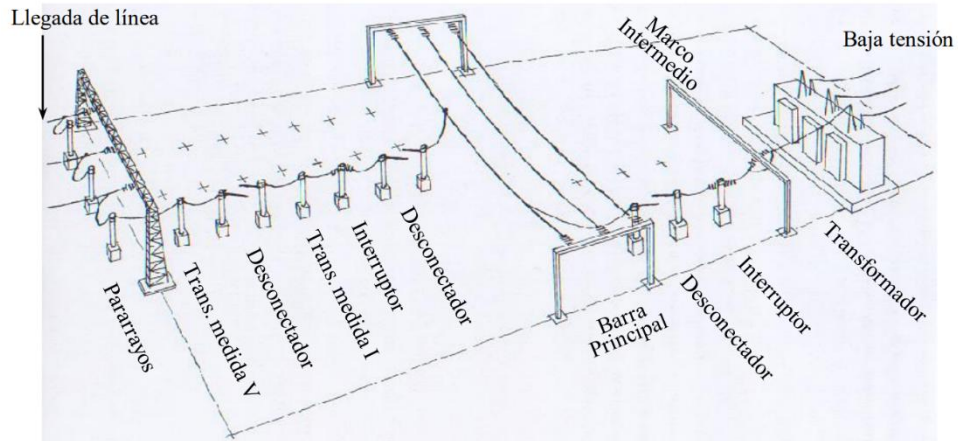


Figura 7 Esquema general de una subestación abierta [7]

2.4. Sistema de distribución de energía eléctrica.

Los sistemas eléctricos de distribución tienen inicio en las subestaciones de distribución que son energizadas por líneas de subtransmisión. En algunos casos no existe la etapa de subtransmisión, es decir la alimentación recibe directamente desde las líneas de transmisión, esto depende de cada empresa distribuidora. Las distintas subestaciones de distribución pueden poseer de uno a varios alimentadores primarios y la mayoría es tipo radiales, lo que significa que existe una sola vía para que la energía eléctrica fluya desde su transformación hasta llegar al consumo del usuario. [9]

El sistema de distribución es la etapa que tiene la función de reducir el nivel de voltaje, que provee las líneas de transmisión o subtransmisión, al nivel de medio voltaje (MV), para transmitir esta energía por medio de líneas de distribución, a las cámaras de transformación y transformadores de distribución para reducir el voltaje al nivel del consumidor, que a través de



redes de conductores lleva la energía eléctrica hasta las viviendas, comercios, etc. [1]. En la Figura

8. Se puede observar el esquema de un sistema eléctrico de distribución.

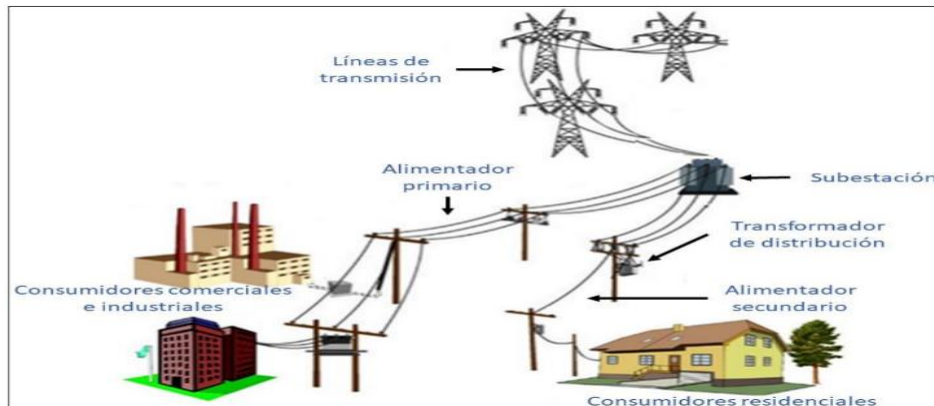


Figura 8 Sistema de distribución de energía eléctrica. [22]

2.5. Estructura del sistema eléctrico de distribución.

Se entiende que un sistema de energía eléctrica está estructurado por diferentes componentes, así también, el sistema de distribución inicia desde la subestación de distribución hasta el usuario, y puede dividirse fundamentalmente en los siguientes componentes: [7]

- Subestación de distribución.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Alimentadores secundarios.

2.6. Regímenes de funcionamiento especiales en las redes de distribución.

Un sistema eléctrico tiene la obligatoriedad de funcionar de forma correcta, sin acontecimientos que interrumpan la continuidad de servicio a los consumidores. Sin embargo, al existir múltiples componentes que pueden ocasionar disturbios en la red eléctrica, se analizan condiciones o regímenes normales y anormales de operación. [10]



2.6.1. Regímenes normales transitorios.

“Los transitorios del sistema de alimentación son eventos indeseables, rápidos y de corta duración que producen distorsiones. Sus características y formas de onda dependen del mecanismo de generación y de los parámetros de red”. [11]

Los valores de corrientes pueden incrementar bruscamente y las tensiones pueden reducir levemente, por lo que, las protecciones eléctricas pueden confundir estos eventos como fallas y hacer que operen de maneras erróneas desconectando los circuitos sin que exista algún tipo de falla concreta. [12]

2.6.2. Corriente de inrush.

Es una condición transitoria y aleatoria, puede alcanzar corrientes instantáneas de 5 a 8 veces la nominal, pueden ser causadas por:

- Energización del transformador.
- Conexión de otro transformador en paralelo (Inrush por simpatía).
- Recuperación de la tensión luego de un cortocircuito en el primario
- Cuando se conecta un generador fuera de paso o fuera de sincronismo en un bloque de generador – transformador.

En la figura 9 se presenta las ondas durante la corriente inrush donde se muestra para la fase A, diferentes valores del ángulo de la tensión en el momento de la energización. La forma de onda de estas corrientes durante un Inrush, para ángulos de 0 grados, las corrientes alcanzan valores positivos elevados, mientras que, para ángulos de 120 grados, no ocurre ningún incremento en la corriente. Para valores de ángulo de 240 grados o mayores de 150, las corrientes o los picos de Inrush son negativos [12]

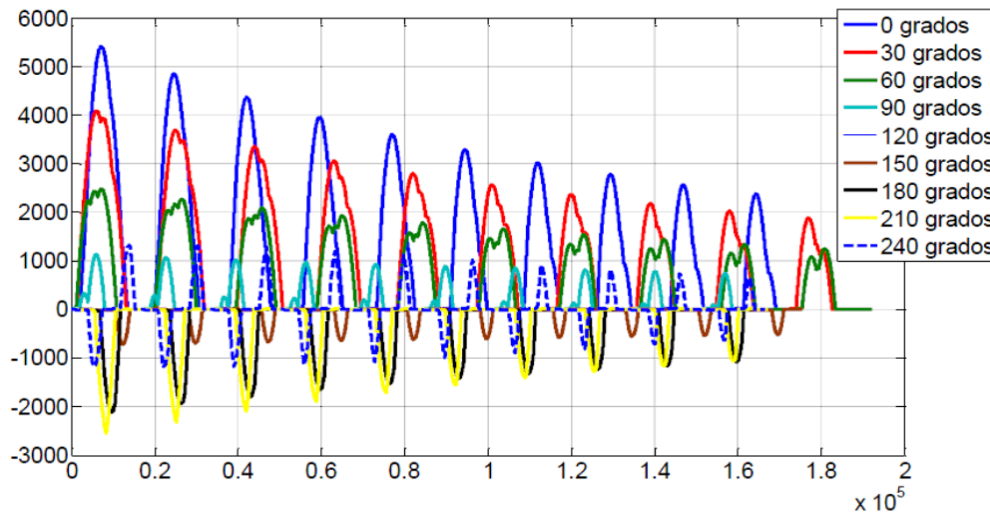


Figura 9 Ondas de la corriente de inrush [12]

En la Figura 10 se observa la dependencia entre la magnitud de la corriente de Inrush y los niveles de tensión en el momento de la energización. [12]

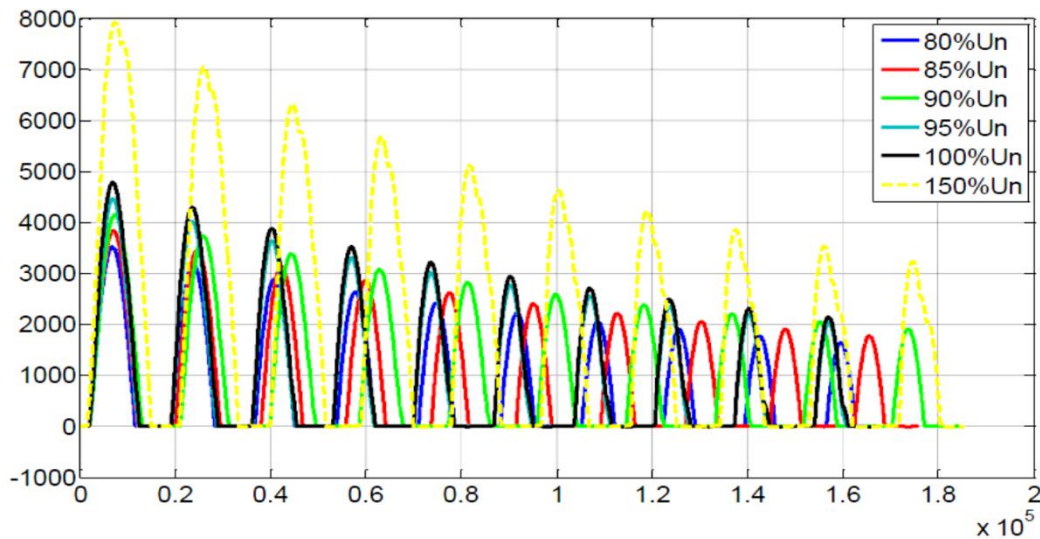


Figura 10 Formas de onda de la corriente de inrush de un transformador [12]

Las corrientes de inrush comúnmente provocan en las protecciones:

- Fundición de los fusibles de los transformadores de distribución.



- Disparo de los interruptores de los alimentadores de las subestaciones.

2.6.3. *Corriente de carga fría.*

También conocida como “Pico de Carga Fría” esta gran corriente se presenta cuando se energiza una línea eléctrica a nivel de la subestación o un ramal secundario que alimenta a muchos abonados previa a una desconexión de tiempo prolongado. [12]

Cuando se desconecta un alimentador por mucho tiempo, las neveras y refrigeradores pueden perder el nivel de temperatura óptimo. Cuando se energiza nuevamente el alimentador, entonces todas las neveras y refrigeradores arrancarían y como son moto-compresores que en el arranque suelen incrementar la corriente entre 3 y 6 veces el valor nominal del motor, entonces provocan a nivel de línea de una corriente que puede ser bastante elevada con respecto al nivel máximo esperado. [12]

En la Figura 11 se muestra un gráfico con los valores eficaces de la corriente en una fase de un alimentador, antes y después de una desconexión prolongada. Se observa que antes de la desconexión prolongada de unos 25 minutos, la corriente que está circulando por el alimentador solo alcanzaba un 30% de la corriente de ajuste de las protecciones temporizadas del alimentador, pero, una vez que se volvió a energizar, la corriente alcanzó el 90 % del ajuste. Es decir, creció 3 veces más que el valor que tenía antes de la desconexión. [12]

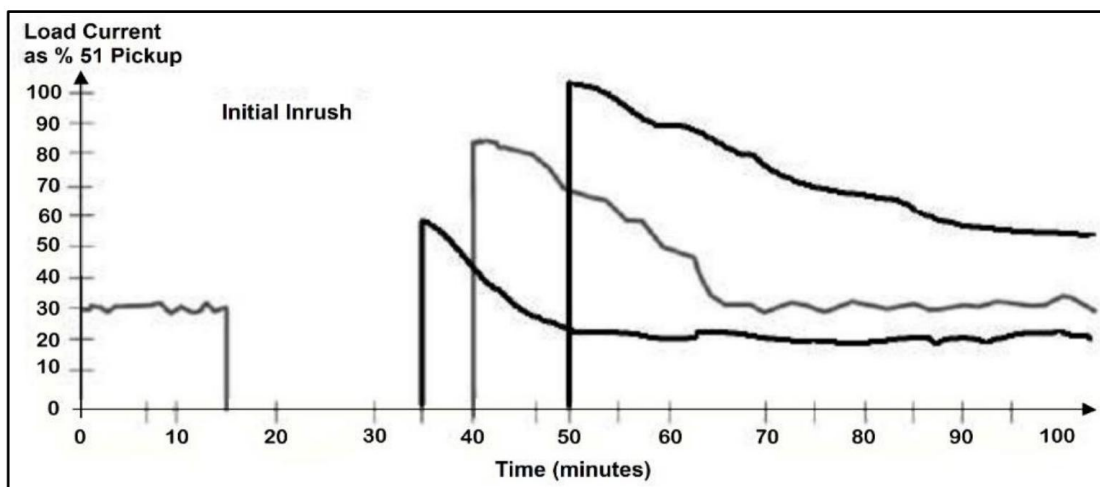


Figura 11 Pico de la corriente en carga fría con respecto al tiempo de la desconexión del alimentador [12]

2.6.4. Regímenes anormales de los sistemas de distribución.

los regímenes anormales se producen por qué ocurre distorsiones a las magnitudes eléctricas, que sobrepasan o disminuyen con respecto al valor nominal de funcionamiento, comprometiendo peligrosamente a la estabilidad del sistema, que a su vez afecta a la calidad de servicio eléctrico y a la vida útil de los parámetros eléctricos. [12]

En los Sistemas Eléctricos de Distribución suelen ocurrir numerosos regímenes anormales, pero los más frecuentes son: sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas.

2.6.5. Sobrecargas.

“Las sobrecargas en los circuitos de distribución son esporádicas y casi siempre pasan inadvertidas para las protecciones que están solo detectando averías de mayores magnitudes, llegando a destruir o fundir los conductores del circuito de distribución.” [12]

Según el tiempo de duración de una sobrecarga se puede definir su peligrosidad, clasificándolas en permanentes o transitorias. Una sobrecarga transitoria puede ser tolerada de



acuerdo a las características de los circuitos, en cambio si este régimen perdura mucho tiempo puede ocasionar que el sistema se deteriore y destruya, sin que operen las protecciones. [12]

2.6.6. Cortocircuitos.

Un corto circuito se produce cuando dos o más puntos de una red eléctrica, que se encuentran a tensiones diferentes en condiciones normales de funcionamiento, e imprevistamente entran en contacto entre sí a través de una impedancia pequeña o nula. Por lo usual sucede cuando el aislamiento falla a causa de: pérdida de las propiedades de aislamiento ambiental (sobrecalentamiento, contaminación, etc.), sobretensiones (origen externo e interno) o diversos efectos mecánicos (roturas, deformaciones, desplazamientos, etc.). [8]

Los cortocircuitos generalmente se clasifican como equilibrados o desequilibrados. Como se puede observar en la figura 12, el primer caso, las tres fases están cortocircuitadas en el mismo punto y tiempo, y por lo tanto el circuito resultante también está equilibrado (falla trifásica).

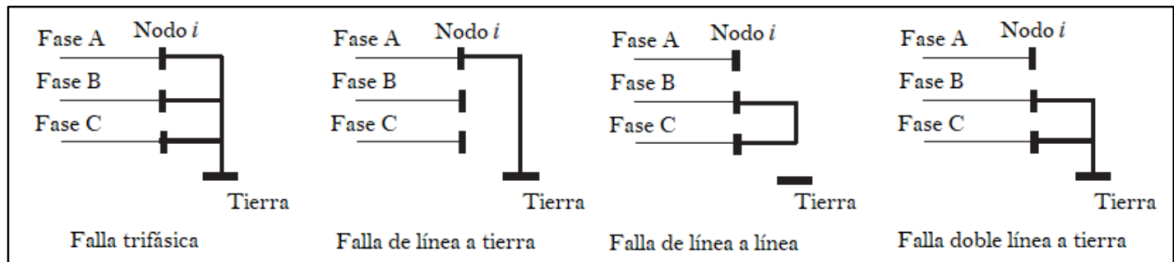


Figura 12 Tipos de cortocircuitos [8]

2.6.7. Descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas generan sobretensiones de naturaleza impulsiva que se propagan por la red eléctrica, que pueden ocasionar daños al propio equipamiento (transformadores de potencia y medición, aparataje de maniobra y protección, etc.) y provocar interrupciones del servicio.



2.7. Sistema de Protecciones Eléctricas.

El sistema de protección tiene que desconectar el circuito defectuoso, aislar el circuito de propagación y disminuir el tiempo de afectación a los dispositivos que están sujetos a condiciones extremas. El desconectar un circuito defectuoso mediante interruptores automáticos ocasiona una situación transitoria, que puede implicar en una serie de cambios, como sobretensiones, desequilibrio entre generación y consumo, y un cambio resultante en la frecuencia, entre otras afectaciones. Una vez que la falla y su impacto han sido contrarrestados, se deben tomar medidas para restituir el sistema a las condiciones normales de operación lo más rápido posible.

[8]

2.7.1. *Objetivos de las protecciones del sistema.*

[13] Afirma que los principales objetivos de la protección del sistema de distribución son:

- minimizar la duración de una falla y el número de consumidores afectados.

Los objetivos secundarios de la protección del sistema de distribución son:

- Eliminar los riesgos de seguridad lo más rápido posible.
- Limitar las interrupciones del servicio al segmento más pequeño posible del sistema.
- Proteger los aparatos de los consumidores.
- Proteger el sistema de interrupciones y perturbaciones innecesarias del servicio.
- Desconectar líneas defectuosas, transformadores u otros aparatos.

2.7.2. **Requisitos de Protecciones del Sistema.**

Los requisitos de un sistema de protecciones se deben considerar tomando en cuenta las condiciones anormales de operación, siendo las principales las que se indican a continuación:

***Sensibilidad***

Se puede definir a la sensibilidad como a la característica que tiene el dispositivo de protección para diferenciar inequívocamente entre condiciones de falla o anormales y condiciones normales de operación del sistema eléctrico. [8]

Selectividad.

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeja. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, solo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente. [14]

Confiable.

El sistema de protección debe ser inherentemente confiable con su adecuada aplicación e implementación el cual responder de manera correcta ante cualquier falla producida en el sistema.

Seguridad.

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que el sistema es energizado cuando se encuentre cargas desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, o condiciones normales de operación que no sean peligrosos para las maquinas o causen daño a técnicos de mantenimiento. [14]

Exactitud.

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el



valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según el caso. [15]

Rapidez.

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y evitar consecuentes daños a los equipos. La rapidez redonda también en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema. [15]

Economía.

En todo sistema lo que se pretende es obtener la máxima protección al menor costo posible. Sin embargo, un ahorro en el costo inicial del sistema de protección no garantiza que éste sea confiable y adecuado, dado que se puede generar inconvenientes en la instalación u operación del mismo, lo que implicaría un gasto mayor en reparaciones. [16]

2.8. Zonas de protección.

El sistema eléctrico comprende ciertas zonas de operación según su tipo, como se muestra en la Figura 13. Debido a la distancia que existe entre generación y consumo, es necesario organizar las protecciones por zonas y sobreponer unas con otras para conseguir que ninguna parte del sistema eléctrico se quede sin protección. Razón por la cual, se instalan disyuntores entre dos zonas de protección para que operen dependiendo el sector que ocurran las fallas. [6]

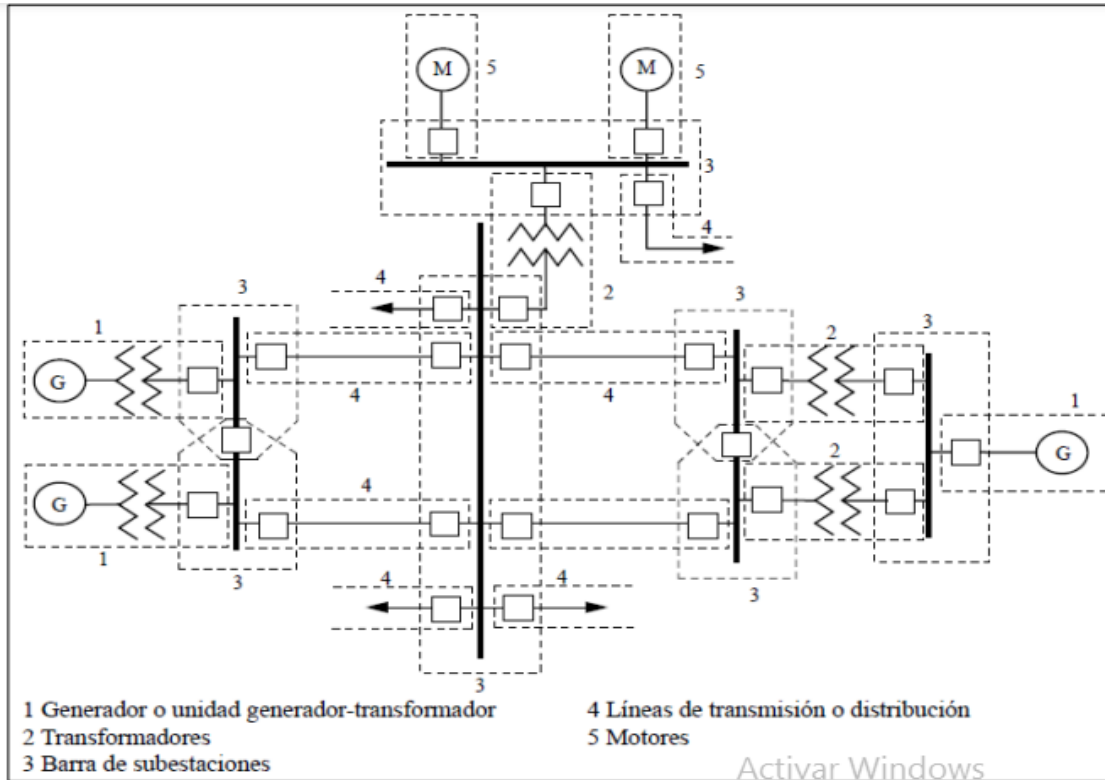


Figura 13 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico con sus zonas de protecciones. [6]

2.8.1. Protección Primaria.

El funcionamiento de la protección debe ser rápido, confiable y sensible. Una velocidad de respuesta rápida y una alta fiabilidad son cruciales para limitar el daño que podría causar una falla. Conjuntamente, la protección debe ser selectiva para que solo se elimine el elemento defectuoso. El sistema de protección principal para una zona de protección determinada se denomina sistema de protección primario. En este caso operan la menor cantidad de equipos del servicio. [13]

2.8.2. Protección de respaldo.

Se considera a este tipo de protección como la segunda línea de defensa debido a que tiene la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben



maniobrar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. La operación de estas protecciones debe realizarse con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar además de delimitar las causas probables de fallas para protecciones primarias y secundarias con el objetivo de independizar su funcionamiento. [8]

Protección de respaldo local.

Es un sistema de protección instalado en paralelo con el sistema de protección principal, en la misma subestación, es decir que posee dos sistemas de protección principales adquiriendo el doble de elementos como interruptores y transformadores de medida, para independizar su funcionamiento. [8]

Protección de respaldo remoto.

A diferencia de la protección de respaldo local, esta es instalada en una subestación adyacente la cual es la que posee la protección principal. Este tipo de protección presenta la ventaja de separar las causas de fallo con relación a las protecciones primarias. El inconveniente principal que tendría al aislar una falla sería la desconexión de un área de mayor extensión a la estrictamente necesaria. [8]

Cabe recalcar que las protecciones de respaldo pueden realizar las funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. En el caso que hubiese trabajos de mantenimiento o reparación en donde las protecciones primarias estén fuera de operación, las de respaldo tienen el deber de funcionar como protección primaria y actuar ante fallas durante el transcurso de estos trabajos. [8]



2.9. Dispositivos de Protección.

En un sistema Eléctrico de Potencia se puede presentar anomalías, estas pueden ser afectadas a los consumidores finales, dentro de estas anomalías se destacan los cortocircuitos que pueden incrementar el valor de la corriente por sobre los que se encuentra establecidos, llegando a dañar los conductores y otros equipos que se encuentran en operación, para lo cual existen equipos de protección que tendrán que actuar al momento de la falla. [7]

2.9.1. Relé de Sobrecorriente.

Uno de los fenómenos más frecuentes que se presentan durante las fallas en un sistema eléctrico de potencia y en especial en cortocircuitos, es el aumento de corriente sobre los valores normales de operación. Este aumento se utiliza para discriminar los aumentos de fallas, ya sea como protección principal o de respaldo. Una de estas protecciones es el relé de sobrecorriente. Se utiliza a 13.2 Kv, 34.5 Kv, 69 Kv, 115 Kv y 220 Kv. [17]

El relé de sobrecorriente se emplea por lo general como protección principal en sistemas radiales de subtransmisión, distribución y como protección de respaldo para transformadores de potencia, líneas de medio voltaje, etc. “Con el fin de coordinar las medidas de protección contra sobrecorriente, estos dispositivos tienen clasificaciones determinadas por su aplicación y los requisitos del sistema donde se instalarán, así como su curva de características operativas” [18]

- **Nivel de corriente mínima de operación:** Aquel valor que cambia el estado del relé, permitiendo detectar cualquier cortocircuito en su zona de operación.
- **Tiempo de operación:** la forma en que el relé responde en cuanto al tiempo.



Dentro de la clasificación de los relés de acuerdo a la curva de operación, se tiene que, su característica de tiempo de operación del relé se clasifica en las siguientes operaciones, tal como se muestra en la Figura 14.

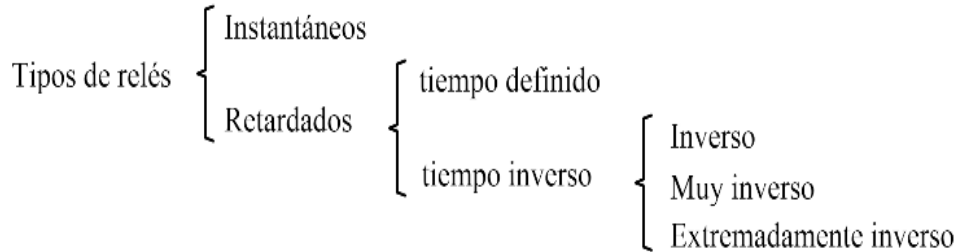


Figura 14 Tipos de relés según su característica de tiempo de operación. [19]

En la Figura 15 se presentan las curvas características de operación de los diferentes tipos de relés (tiempo - corriente); se tiene que en la figura 15 a), en la característica instantánea opera cuando alcanza el valor de corriente instantánea y su tiempo de operación son de 10 a 60 milisegundo; para la característica de tiempo definido de la figura 15 b), opera cuando alcanza un valor mayor que el valor especificado y permanece por un tiempo definido; la característica de tiempo inverso de la figura 15 c), opera por un período inversamente proporcional a la corriente de falla, esta caso se usa generalmente porque es un tipo de relé que permite la selección de curvas para coordinación. [19]

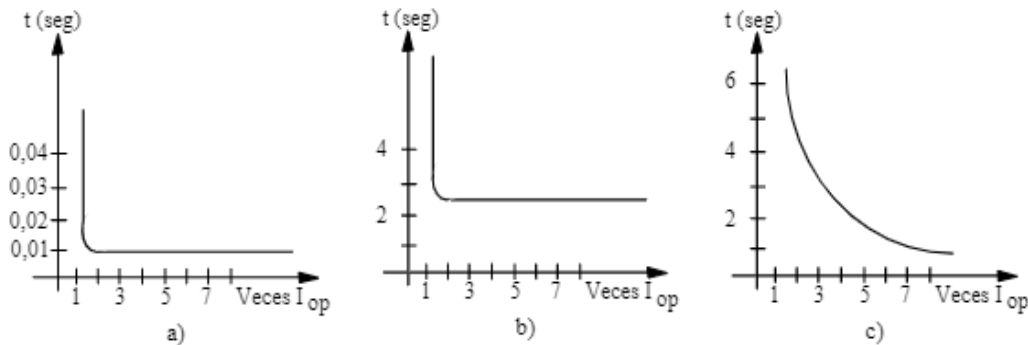


Figura 15 Curva de tiempo de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso. [19]



2.9.2. *Ajustes de la Protección Sobre Corriente.*

Para determinar los ajustes de los relés de sobrecorriente 50/51 o los relés direccionales 67, se requiere los siguientes parámetros: tipo de curva, el TAP y el dial.

Tipo de curva: es el tipo de curva característica con la que actúa el relé, las cuales se encuentran normalizadas, como son: moderadamente inversa, inversa, muy inversa, extremadamente inversa, inversa de tiempo corto e inversa de tiempo largo; en general, en los sistemas de potencia se usa curva inversa, muy inversa y extremadamente inversa, especialmente esta última cuando se está coordinando con fusibles de distribución.

TAP: también denominado como la corriente de pick-up del relé, es la corriente de operación del primario sobre la relación del transformador de corriente (RTC).

Es el dispositivo que permite seleccionar la corriente de operación del relé dentro de un rango de tomas o derivaciones dispuestas para este efecto. Normalmente el valor del tap se designa en Amperes y representa el valor de corriente que haría operar al relé en un tiempo indeterminado (muy largo). [19]

Dial: es el tiempo de operación del relé, para la representación gráfica de las curvas características se grafica el tiempo en función de la corriente de pick-up, en lugar de la corriente en amperios; el dial representa los posibles ajustes de tiempo. [20]

El rango de ajuste del dial depende del fabricante y a tecnología del relé, pero los valores normalizados de acuerdo con cada norma son:

- Norma IEC = dial desde 0,05 hasta 1,00.
- Norma ANSI = dial desde 1,00 hasta 10,00



2.9.3. Relé direccional de Sobrecorriente.

Los relés direccionales de sobrecorriente se utilizan para proteger sistemas en anillo o sistemas con varias fuentes de alimentación, en donde el flujo de las corrientes de falla circulan por el dispositivo de protección por varias direcciones para una misma falla, estas vayan en una sola dirección dependiendo de la ubicación de falla, tiene como funcionamiento el comparar magnitudes de voltaje y corriente, para distinguir el sentido de direccionalidad del flujo de corriente, y funcionan solo cuando la dirección actual de la corriente de falla es la misma que la especificada. [20]



Figura 16 Dirección de la corriente de falla en el relé direccional. [20]

2.10. DIgSILENT PowerFactory.

El programa PowerFactory, es una herramienta de ingeniería asistida por computadora para el análisis de sistemas de transmisión, distribución y energía eléctrica industrial. Puede ejecutar fácilmente todas las funciones de simulación de energía dentro de un solo entorno de programa, funciones como: flujo de carga, cálculo de cortocircuito, análisis de armónicos, coordinación de protección, cálculo de estabilidad y análisis modal. [21]

El paquete básico de PowerFactory proporciona módulos de análisis junto con una amplia gama de modelos de equipos de potencia, herramientas integradas y características para aplicaciones fundamentales de PowerFactory. [21]



Análisis de flujo de carga.

- Análisis de cortocircuito.
- Sensibilidades / Factores de Distribución.
- Análisis básico de redes MT/BT.
- Modelos de equipos de potencia.
- Representación de red.
- Gestión de modelos de red.
- Administración de PowerFactory.
- Resultados e informes.
- Convertidores de datos.
- Información general del software.

DlgSILENT presenta dos complementos que permiten la creación de programas para realizar cálculos sucesivos, posibilitan la extracción de información de una red y la creación o modificación de modelos matemáticos de los elementos. [20]

- DlgSILENT Programming Lenguaje (DPL): permite crear programas e implementar algoritmos.
- DlgSILENT Simulation Lenguaje (DSL): permite la modelación del comportamiento dinámico de componentes eléctricos mediante diagrama de bloques que los representa matemáticamente.



Capítulo III

3. DETERMINACION DE LOS PARAMETROS PARA LA COORDINACION DE LAS PROTECCIONES.

3.1. Introducción.

En este capítulo se detallará la información técnica acerca de las características que se presenta en el sistema de EMELNORTE S.A. Tanto como en las subestaciones y las líneas de subtransmisión, la información para la realización de este capítulo es proporcionada por la empresa desde el área de estudios eléctricos, la cual permitirá establecer los parámetros que se utilizaran para la coordinación de protecciones.

Para el análisis de la información de estos elementos de red, EMELNORTE S.A. Tiene un catálogo de parámetros eléctricos de todos los equipos instalados en su sistema de subtransmisión, mismo que se utilizara para asignar las características eléctricas de cada equipo.

3.2. Descripción del área de concesión EMELNORTE S.A.

EMELNORTE S.A., es una empresa que brinda el servicio de distribución de energía eléctrica, dentro de su área de concesión que comprende las provincias de Imbabura, Carchi, los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo pertenecientes a la provincia de Pichincha, el cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y los sectores de Durango y Alto Tambo de la provincia de Esmeraldas.

3.2.1. *Relación con el sistema Nacional Interconectado.*

El transporte de potencia y energía eléctrica que brinda la empresa EMELNORTE S.A. cuenta con dos puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, la subestación Ibarra ubicada en la ciudad de Ibarra, consta de dos transformadores en paralelo de 66 MVA y



la subestación Tulcán de TRANSELÉCTIC cuenta con un transformador de 33 MVA, ambas a nivel de 69 Kv. Además, con la posibilidad a futuro de conectarse en lazo con la implementación de un nuevo punto de conexión con el Sistema Nacional Interconectado, este punto está relacionado con la subestación de Transeléctric Pimampiro, así se crearía una configuración en lazo donde intervienen las subestaciones Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro, de esta manera se aumentaría la confiabilidad del sistema en la parte norte del área de concesión.

3.2.2. Sistema de Subtransmisión.

El sistema de Subtransmisión de EMELNORTE S.A., opera a un nivel de voltaje de 69 Kv, consta de 17 subestaciones de distribución a un voltaje nominal de 69/13,8 Kv con una potencia nominal para el tipo de enfriamiento normal (OA) de 202.5 MVA, el detalle de las subestaciones se indica en la tabla 2.

Tabla 2. Subestaciones de Distribución EMELNORTE S.A.

Número	Subestación	Alto voltaje (Kv)	Bajo voltaje (Kv)	Potencia nominal (MVA OA)
1	La Esperanza	69	13,8	10
2	Cananvalle	69	13,8	20
3	Cayambe	69	13,8	20
4	Otavalo	69	13,8	10
5	San Vicente	69	13,8	10
6	Atuntaqui	69	13,8	20
7	Cotacachi	69	13,8	10
8	San Agustín	69	13,8	10
9	El Retorno	69	13,8	10
10	Alpachaca	69	13,8	30
11	Ajaví	69	13,8	10
12	El Chota	69	13,8	10
13	El Ángel	69	13,8	2,5
14	San Gabriel	69	13,8	10
15	Tulcán	69	13,8	10
16	El Rosal	69	13,8	20
17	La Carolina	69	13,8	5

Fuente: [6]



3.2.3. Líneas de subtransmisión.

EMELNORTE S.A. , cuenta con 21 líneas de Subtransmisión de 69 Kv con una longitud de 247,06 km, y 2 líneas de Subtransmisión a 34,5 Kv con una extensión de 17,59 km, estas últimas para evacuar la generación de las centrales hidráulicas Ambi y San Miguel de Car.

La Tabla 3 indica la distancia en km de cada uno de los tramos de las subestaciones de distribución:

Tabla 3. Líneas de Subtransmisión de EMELNORTE S.A.

Línea de Subtransmisión	Nivel de voltaje (Kv)	Distancia (km)
Ibarra – Cotacachi	69	14,489
Ibarra – Atuntaqui	69	10,892
Atuntaqui – San Vicente	69	16,334
San Vicente – Otavalo	69	3,318
Otavalo – Cayambe	69	26,51
Cayambe – Cananvalle	69	5,642
Cayambe – Ecuajugos	69	7,12
Cananvalle – La Esperanza	69	6,572
Ibarra – San Agustín	69	8,545
San Agustín – El Retorno	69	5,035
Ibarra – Lafarge	69	21,568
Ibarra – Alpachaca	69	6,133
Alpachaca – Ajaví	69	1,922
Alpachaca – El Chota	69	16,348
Alpachaca – El Ambi	34,5	3,709
El Chota – La Carolina	69	40,277
El Ángel – El Chota	69	21,812
San Gabriel – El Ángel	69	13,48
Transelectric Tulcán – San Gabriel	69	28,059
Transelectric Tulcán – Tulcán	69	3,138
El Rosal – San Miguel de Car	34,5	13,652
Tulcán-El Rosal	69	5,656

Fuente: [6]



3.3. Información del área de Estudio.

El presente trabajo actualmente comprende las subestaciones de Transeléctric Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe, Cananvalle, La Esperanza, que se conectan en forma radial, por lo que el trabajo para este tema de estudio se llevará a cabo en el sistema en lazo que comprende las subestaciones de Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, que sale desde Transeléctric Ibarra y llega a un nuevo punto de conexión con la nueva Transeléctric Cajas sistema en el que se implementará la coordinación de protecciones con relés direccionales en las líneas de Subtransmisión de EMELNORTE S.A.

Los datos tabulados proporcionados por el Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A. serán mostrados a continuación tales como: potencia y conexión de los transformadores, niveles de voltaje, tipo de conductores en las líneas de Subtransmisión, entre otros, mismas que se detallan debido a su importancia para el ingreso de esta información en el programa PowerFactory.

3.3.1. *Transformadores de Transeléctric.*

Las subestaciones pertenecientes a Transeléctric se encargan de proveer energía eléctrica a EMELNORTE S.A. , la primera es la subestación Ibarra, misma consta de tres transformadores, dos de ellos operan en paralelo a niveles de 138/69 Kv y el transformador restante opera a 138/34,5 Kv, también se tiene a la subestación Tulcán que trabaja a niveles de voltaje de 138/69 Kv que se encarga de la zona norte, la Subestación de Pimampiro que trabaja a niveles de voltaje 138/68 Kv y por último se encuentra la nueva subestación de Cajas que opera a niveles de 230/69 Kv. Las características eléctricas se detallan en la Tabla 4.



Tabla 4. Características de los transformadores Transeléctric.

Subestación	Marca	Conexión	Vprim (Kv)	Vsec (Kv)	Pn (MVA OA)	Pn (MVA FA)	Zcc1
Ibarra	D'LEGNANO	YnYn0D1	138	34,5	50	56	0,3085
Ibarra	CHINT	YnYn0D1	138	69	66,7	74,6	0,177
Ibarra	SIEMENS	YnYn0D1	138	69	66,66	74,6	0,1765
Tulcán	MITSUBISHI	YnYn0D1	138	69	33,3	37,3	0,0744
Pimampiro	Xd Jinan	YnD0D1	230	138	225	230	0.1183
Pimampiro		YnYn0D1	138	69	66.66	74.6	0.1765
Cajas Transeléctric	-----		230	69	167	-	-

Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos EMELNORTE S.A.

3.3.2. Sistema en lazo Otavalo, San Vicente – Atuntaqui.

Para realizar el estudio del proyecto es necesario saber los componentes eléctricos que interfieren en dicha configuración, en este caso se ha delimitado que subestaciones serán tomadas para la coordinación de protecciones con relés direccionales y además de desconectar las subestaciones de Cayambe, Cananvalle y La Esperanza permitiendo alimentar desde el nuevo punto que de Transeléctric Cajas.

En la siguiente Figura 17 se muestra el diagrama unifilar de EMELNORTE S.A., modificado.

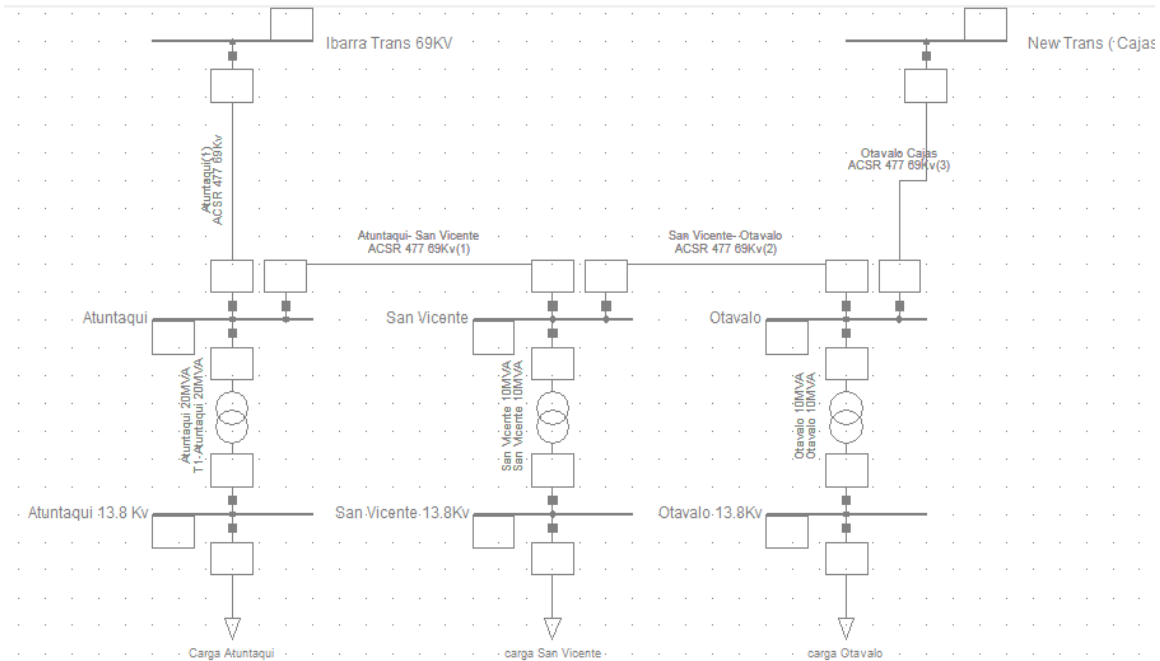


Figura 17 Dirección de la corriente de falla en el relé direccional.

El sistema en lazo se encuentra conformado por tres subestaciones, con las cuales se cierra el lazo con la subestación Otavalo donde se mostrara los parámetros de los transformadores que son necesarios para conocer las características requeridas que se van a tomar al momento de ingreso de la información al programa PowerFactory, la cual se detalla en la Tabla 5 características de los transformadores y en la Tabla 6 características de las líneas de subtransmisión.



- TRANSFORMADORES.

Tabla 5. Características de los transformadores de cada subestación.

Subestación	Marca	Conexión	Vprim (Kv)	Vsec (Kv)	Pn (MVA OA)	Pn (MVA FA)	Zcc1
Otavalo	Mitsubishi	DYn1	69	13,8	10	12,5	0,0761
San Vicente	Shaanxi Hanzhong	DYn1	69	13,8	10	12,5	0,0773
Atuntaqui	ABB	DYn1	69	13,8	20	25	0,1306

Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos EMELNORTE S.A.

- LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

Tabla 6. Características de las líneas de subtransmisión entre puntos.

Desde	Hasta	Tipo	Código	Calibre MCM	Cap Cond (A)	Icc (kA)	Distancia (km)
Ibarra Transeléctric	Atuntaqui	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	10.89
Atuntaqui	San Vicente	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	16.33
San Vicente	Otavalo	ACSR	Hawk	477	661 (670)	36,3	3.32
Otavalo	Cajas	ACSR	Hawk	477	661(670)	36,3	20.46

Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos EMELNORTE S.A.

3.4. Metodología.

Para el presente trabajo de titulación se utilizó el programa PowerFactory, en donde se realizó cada uno de los respectivos ajustes y las simulaciones de la coordinación de protecciones

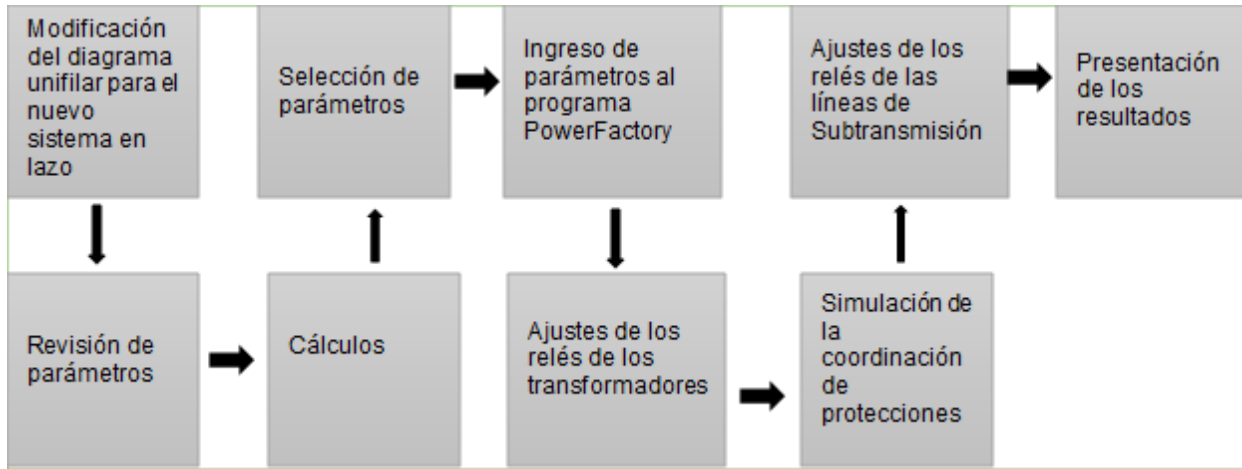


Figura 18 Metodología expresada en diagrama de bloques

con relés direccionales. El siguiente diagrama de bloques de la Figura 18, representa de forma resumida la metodología utilizada para la coordinación de protecciones.

Para realizar la coordinación de protecciones se empezó con exportar el diagrama unifilar actual de EMELNORTE S.A., seguido de realizar las conexiones con la nueva subestación de Cajas y cambios necesarios de ser el caso del tipo de conductor y distancias de las líneas de subtransmisión para el nuevo sistema en lazo.

Una vez obtenida la información técnica, por parte del departamento de estudios eléctricos, se hizo la revisión de la información para establecer los parámetros a utilizar, tales como: niveles de voltaje, potencia, conexiones de los transformadores, relación del transformador de corriente y clase de TC, para luego ingresar los principales parámetros: la relación del transformador de corriente y clase de TC, valores del voltaje del TP y los relés de sobrecorriente temporizado y relé direccional y el realizar los cálculos necesarios, para obtener los valores del TAP en el lado primario y secundario para las protecciones, ya que estos datos se ingresan al programa PowerFactory.



Con el ingreso de los valores del TAP se procede a los ajustes de las curvas de las protecciones para los transformadores de potencia, los relés 51/51N, como también de las protecciones en las líneas de Subtransmisión, los relés 67/67N; finalmente, se procede a realizar las simulaciones tomando en cuenta que para los ajustes de los relés es necesario definir el tipo de curva que se va utilizar, además de variar el TAP (corriente de pick-up) y dial (tiempo de operación del relé).

3.5. Norma IEC 60909

La norma IEC 60909 se aplica al cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna de alta y baja tensión, que operen con una frecuencia nominal de 50 o 60 Hz. Esta norma establece un procedimiento general, práctico y conciso, para el cálculo de corrientes de cortocircuito para cortocircuitos equilibrados o desequilibrados y conduce a resultados que son de precisión aceptable

Mediante esta norma se calculan las corrientes de cortocircuito máxima y mínima, en el primer caso se determinan la capacidad de los equipos eléctricos y para el segundo caso se determina la base para la selección de ajustes de dispositivos de protección, como fusibles o arranque de motores

Según la Norma IEC 60909, el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas se basa en las siguientes simplificaciones:

a) Durante la duración del cortocircuito no hay cambio en el tipo de cortocircuito involucrado; es decir, un cortocircuito trifásico o monofásico permanecen con sus mismas características respectivamente durante el tiempo de falla.



b) Durante la duración del cortocircuito no puede existir cambio en la red donde se produce la falla.

c) El valor de impedancia de los transformadores es la correspondiente a la toma principal de los cambiadores de tomas. Esto está permitido ya que se introduce el factor de corrección de impedancia KT para transformadores de red.

d) Se omiten los valores de las resistencias de arco.

e) Los valores de capacidad de línea, admitancia en derivación y cargas no rotativas se omiten, pero si se toman en consideración valores del sistema homopolar.

3.6. Criterios para la coordinación de protecciones.

Para la coordinación de protecciones en el sistema de Subtransmisión, hay que utilizar criterios que deben ser acordes a las configuraciones de los equipos aguas abajo.

Los criterios a utilizar en la coordinación de protecciones de subtransmisión son:

- a) El sistema de protección debe proteger correctamente su zona del sistema asignada, cuando esta sea las líneas de transporte de energía protegerán los conductores. Mientras que, si su zona asignada está en un transformador de potencia deberán protegerlo de sobrecorrientes que puedan causar su daño o deterioro prematuro.
- b) El estado de funcionamiento de los relés de protección se va a determinar mediante dos condiciones:
 - Para régimen normal, donde se presentan las corrientes de magnetización (inrush) y corrientes de carga fría, el relé no debe operar.



- Para régimen anormal, donde se presentan sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas, el relé debe operar.
- c) Para la protección del lazo de estudio se han distribuido los componentes en el siguiente orden:
- En las líneas de Subtransmisión donde el flujo de potencia sea bidireccional se usarán TC's, TP's y relés direccionales de sobrecorriente (67/67N).
 - En las líneas donde el flujo de potencia es unidireccional se usarán TC's y relés instantáneos (50/50N) y/o temporizados de sobrecorriente (51/51N), dependiendo de su longitud.
 - Para la protección de los transformadores en las subestaciones se usarán TC's y relés temporizados de sobrecorriente (51/51N).
- d) Los relés instantáneos serán la protección principal protegiendo el 80% de la línea, mientras que el relé temporizado operará como respaldo protegiendo el 20% restante.
- e) Los relés direccionales de sobrecorriente (67/67N) van a operar en dirección barra – línea para la protección de las líneas de Subtransmisión.
- f) Los relés de fase en las líneas de Subtransmisión deben coordinar sus curvas de operación entre sí, se aplica el mismo criterio para los relés de neutro.
- g) El margen de coordinación a utilizarse es de 200ms.
- h) Cuando la configuración de los devanados del transformador sea delta-estrella aterrizada se tiene que:
- El relé 51 de la línea de Subtransmisión debe coordinar con los relés 51/51N del transformador.



- El relé 51N de la línea de Subtransmisión no debe coordinar necesariamente con el relé 51N del transformador.
- i) Cuando la configuración de los devanados del transformador sea estrella aterrizada tanto en el lado primario como en el secundario, se tiene que:
- El relé 51 ubicado en la línea de Subtransmisión debe coordinar con los relés 51/51N del transformador.
 - El relé 51N ubicado en la línea de Subtransmisión debe coordinar con el relé 51N del transformador
- j) El relé instantáneo de fase será ajustado de acuerdo con la siguiente ecuación.
- Primera formula

$$Iop_{50} = 1,2 * Icc \max_{final-3F}$$

Donde:

- Iop_{50} = corriente de operación del instantáneo de fase.
 - $Icc \max_{final-3F}$ = corriente de cortocircuito trifásica en la barra final para máxima generación.
- k) La corriente de operación del 50N será determinada de acuerdo con la siguiente ecuación:
- Segunda fórmula.

$$Iop_{50N} = 1,2 * Icc \max_{final-FT / BT}$$

Donde:

- Iop_{50N} = corriente de operación del instantáneo de tierra.



- $1,2 * I_{cc\ max_{final-FT / BT}}$ = corriente de cortocircuito monofásica/bifásica a tierra en la barra final para máxima generación.

l) Para determinar el valor de la corriente de pick – up en el secundario del transformador se toma en cuenta la relación de transformación de corriente o conocida como RTC.

Entonces, su fórmula se definirá como:

- Tercer formula

$$I_{pick - up_{51}} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{pick - up_{51}} = \frac{I_{sec}}{\left(\frac{I_{P_{RTC}}}{I_{S_{RTC}}}\right)} = I_{sec} * \left(\frac{I_{S_{RTC}}}{I_{P_{RTC}}}\right)$$

Donde:

- $I_{pick - up_{51}}$ = corriente de pick-up del relé temporizado de fase.
- I_{sec} = corriente nominal secundaria del transformador de potencia.
- RTC = relación del transformador de corriente.
- $I_{P_{RTC}}$ = corriente en el primario de la relación del transformador de corriente.
- $I_{S_{RTC}}$ = corriente en el secundario de la relación del transformador de corriente.

m) Para obtener el valor de TAP para el relé temporizado de fase y neutro, se utilizará la siguiente ecuación:

- Cuarta formula.

$$TAP_{51/51N} = 0,80 * Valor\ del\ TAP\ anterior$$

Donde:

- $TAP_{51/51N}$ = Valor de TAP primario para ajustes del relé.



- *Valor del TAP anterior* = es el valor usado en el ajuste de TAP del relé anterior, reflejado en el lado primario.

En la Tabla 7 se muestra las características de los relés que se encuentran en el lazo de estudio, misma que fue proporcionada por el departamento de estudios eléctricos.

Tabla 7. Características de los relés de las subestaciones de EMELNORTE S.A.

Subestación	Protección	Voltaje (Kv)	Relé	Marca	Modelo	TC Protección	Clase TC
Otavalo	Transformador T	13,8	51/51/81/87	ABB	RET 630	600/5	MR C100 B-1
	Posición Cayambe	69	51/51/81/67	ABB	RET 615	300/5	MR C100 B-1
	Posición San Vicente			ABB	RET 615	250/5	MR C100 B-1
San Vicente	General	13,8	51/51/81	SCHNEIDER	SEPAM S80	600/5	5P20
	Posición Otavalo	69	50/51/67	SCHNEIDER	SEPAM S82	400/5	5P20
	Posición Atuntaqui			SCHNEIDER	SEPAM S82	400/5	5P20
Atuntaqui	Transformador T	13,8	51/51/81/87	ABB	RET 620	1200/5	5P20
	Posición San Vicente	69	50/51/81/67	ABB	RET 620	600/5	5P20
	Posición Bellavista			ABB	REF 620	400/5	5P20
Transelección Ibarra	Posición Atuntaqui	69	67	SIEMENS	SIPROTeC 7SJ62	600/5	-

Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A. .



3.7. Representación del lazo de estudio.

Para la representación del lazo de estudio se tomó como base el actual diagrama unifilar de EMELNORTE S.A. y mediante las herramientas del software DlgSILENT PowerFactory se agregaron los componentes de la nueva subestación Transeléctric Cajas a nivel de 69Kv, la cual es necesaria para el cierre del lazo de estudio. Es importante resaltar que la modificación del diagrama unifilar se realizó en base al Plan de Expansión de EMELNORTE S.A. 2021 - 2030 donde claramente está planificado un nuevo punto de interconexión.

3.8. Software DlgSILENT, PowerFactory.

Para el desarrollo del trabajo de grado se requiere del siguiente software e información para la simulación de la coordinación de protecciones.

- **DlgSILENT (Power Factory).**

Este programa se ha tomado como punto de partida el actual sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A., mismo que será modificado dentro del software para crear el nuevo sistema en lazo.

- **Catálogo de Equipos.**

Base de datos de equipos con sus respectivas características técnicas información levantada por la empresa EMELNORTE S.A.

3.9. Importación del archivo de EMELNORTE S.A.

Para importar el archivo de EMELNORTE S.A. el cual contiene el sistema de subtransmisión, se da clic en ► Open Data Manager, seguido de clic derecho en el nombre de la PC, en la pestaña emergente se selecciona ► Import, a continuación, se mostrará una ventana



donde se selecciona el archivo a importar, en este caso el archivo tiene el nombre: “EMELNORTE S.A. Ext 2020DSPF15 original”, este contiene el diagrama unifilar del área de concesión de EMELNORTE S.A., este proceso se muestra en la Figura 19

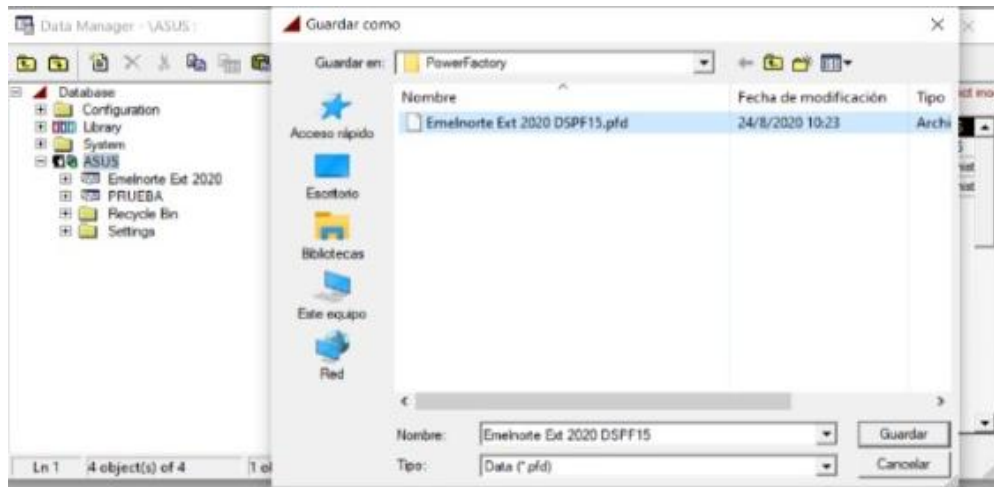


Figura 19 Ventana para la importación del archivo a trabajar.

Para poder modificar el archivo importado, se debe dar clic derecho sobre el nombre de este y seleccionar la opción ► **Activate**, en la pestaña emergente y se espera que cargue el sistema de subtransmisión para proceder a realizar los cambios y conexiones del nuevo sistema en lazo, que comprende a las subestaciones de Otavalo, San Vicente – Atuntaqui.

En la Figura 20 se puede observar el proceso de activación después de seguir los pasos mencionados anteriormente y la ventana emergente al momento de haber cargado el sistema.

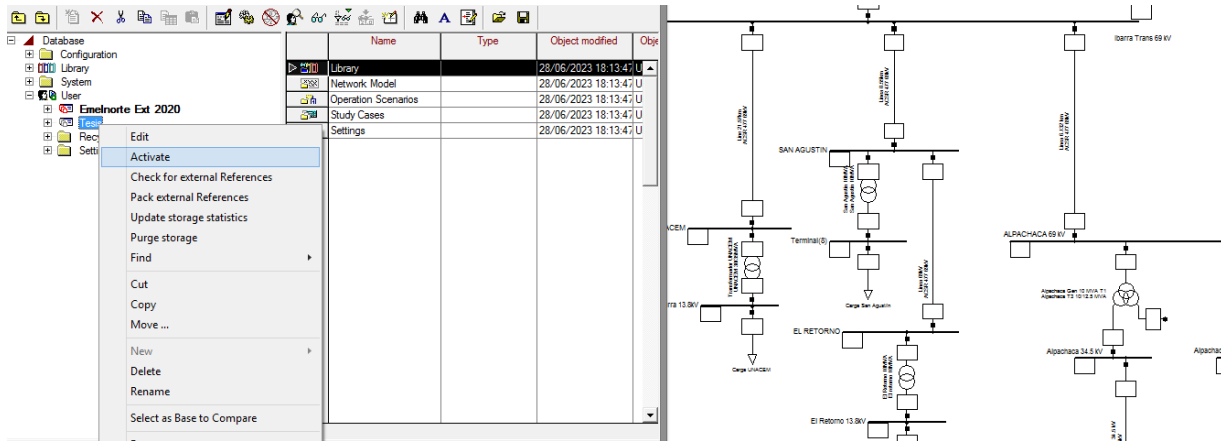


Figura 20 Ventana emergente y activación de la plantilla EMELNORTE.

3.10. Sistema en lazo Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo y Cajas.

El sistema a ser realizado la coordinación de protecciones está implicado por 5 subestaciones que son dos pertenecientes a Transeléctric como (Ibarra y Cajas) y 3 pertenecientes a EMELNORTE S.A. Como (Atuntaqui, San Vicente y Otavalo).

Antes de modificar la plantilla de EMELNORTE S.A. y agregar la nueva subestación Cajas 69Kv perteneciente a Transeléctric, se procedió a crear un nuevo punto de alimentación modificando en la pestaña del SIN, reconectando las líneas de Pomasqui 230Kv y Pimampiro 230Kv con Transeléctric Cajas de 230Kv a Cajas 69Kv colocando así el nuevo punto de entrega.

En la Figura 21 se muestra la nueva subestación Transeléctric Cajas que ha sido creada en la plantilla del SIN para el tema de estudio.

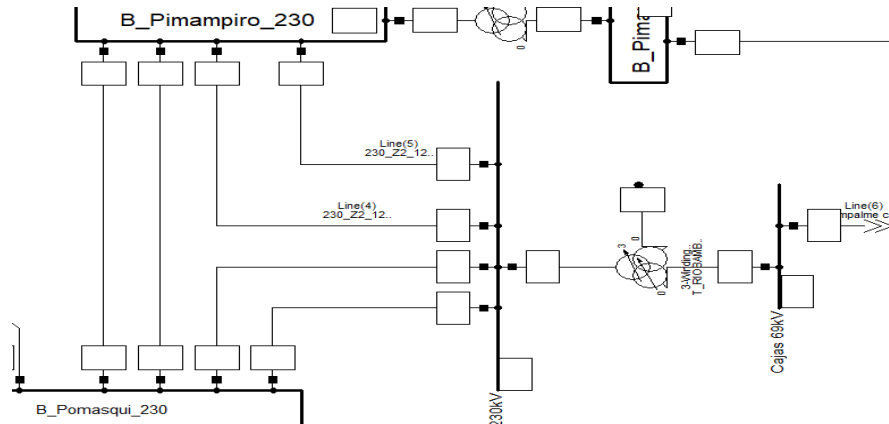


Figura 21 Subestación TRANSELECTRIC Cajas.

En la Figura 22 se muestra el diagrama unifilar del lazo de estudio representado mediante las subestaciones Transeléctric Ibarra, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo y Transeléctric Cajas donde se realizó el diagrama unifilar modificado para la coordinación de protecciones y reconectando a continuación las subestaciones de Cayambe, Cananvalle y la Esperanza.

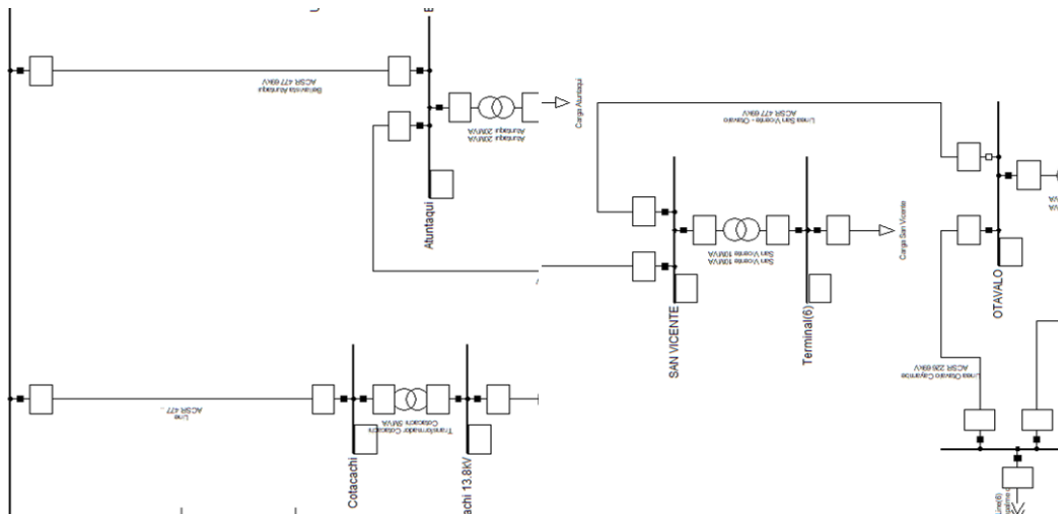


Figura 22 Diagrama unifilar cajas.



3.11. Estudio de cortocircuito.

El estudio tiene como finalidad proteger al sistema ante situaciones de fallas, precisamente las fallas que tienden a ser más frecuentes son las de cortocircuito ya que es imprescindible conocer cuáles serán las magnitudes que pueden alcanzar dependiendo del tipo de falla ya sean monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra o trifásicas.

En la Tabla 8 se muestra los valores de las corrientes de cortocircuito que se realizó en el software DigSILENT PowerFactory, esto se lo hace para cada una de las barras de las subestaciones y posiciones que se encuentran, el cálculo de estas corrientes serán datos muy necesarios para el valor correspondiente de los relés instantáneos tanto de fase y neutro 50/50N.

Tabla 8. Calculo correspondientes a las corrientes de cortocircuito.

Subestación	Líneas de Subtransmisión	Corrientes de cortocircuito			
		trifásica	bifásica	Bifásica a tierra	Monofásica a tierra
TRANSELÉCTI C IBARRA	Barra Ibarra	7462	7370	8987	9209
	Ibarra – Atuntaqui	1139	0992	1063	946
ATUNTAQUI	Barra Atuntaqui	5070	4404	4640	3524
	Ibarra – Atuntaqui	3611	3136	3304	2539
	Atuntaqui - San Vicente	1462	1270	1338	986
SAN VICENTE	Barra San Vicente	4219	3663	3855	2857
	Atuntaqui - San Vicente	2083	1809	1889	1344
	San Vicente – Otavalo	2136	1855	1969	1514
OTAVALO	Barra Otavalo	4251	3691	3893	2945
	San Vicente – Otavalo	1933	1678	1753	1253



	Otavaló – Cajas	2319	2013	2145	1693
TRANSELÉCTI	Barra Cajas	6228	5416	7765	7964
C CAJAS	Cajas – Otavaló	1276	1109	1212	1150

3.12. Implementación de instrumentos de medición y protección.

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones se implementaron componentes eléctricos necesarios, estos son: transformadores de corrientes (TC's), transformadores de voltaje (TP's) relés direccionales (67/67N), relés temporizados (51/51N) y relés instantáneos (50/50N) de sobrecorriente.

Hay que tomar en cuenta los siguientes pasos para colocar dichos componentes en el trabajo de estudio.

- Para colocar los componentes se debe presionar clic derecho sobre el final de la línea de subtransmisión, en la pestaña emergente se selecciona ► Edit Devices, como se muestra en la Figura 23, luego aparecerá una ventana emergente donde se puede visualizar todos los componentes que se encuentran en la línea seleccionada, esta se muestra en la Figura 24.

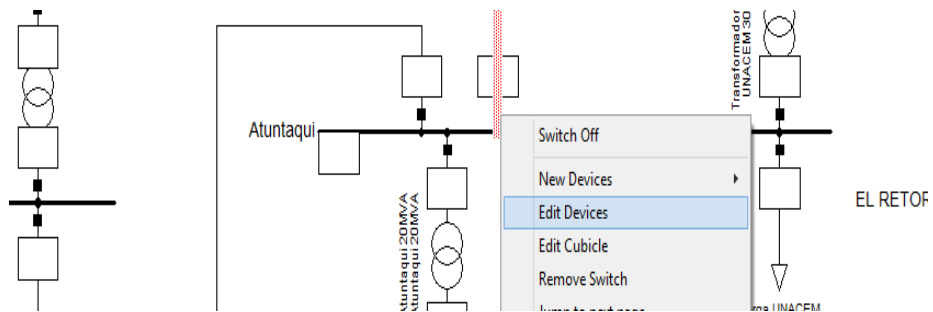


Figura 23 Opción emergente para editar los dispositivos.

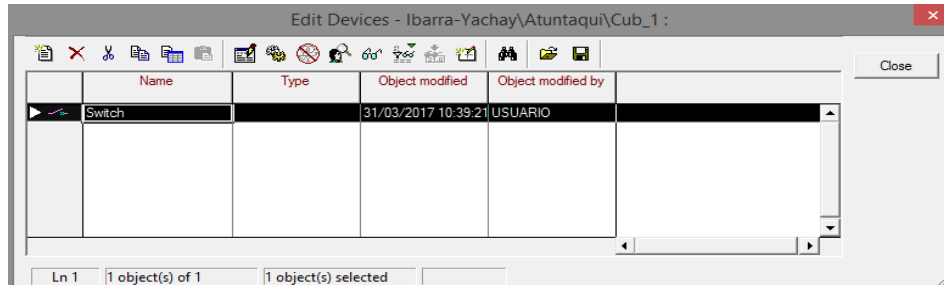


Figura 24 Ventana emergente para añadir TC, TP y Relés

- Para colocar nuevos componentes se debe seleccionar la opción ►New Object, esta se encuentra en la parte superior izquierda de la ventana emergente. Luego, aparecerá una ventana donde se debe seleccionar el tipo de elemento que se desea agregar, esto se muestra en Figura 25.

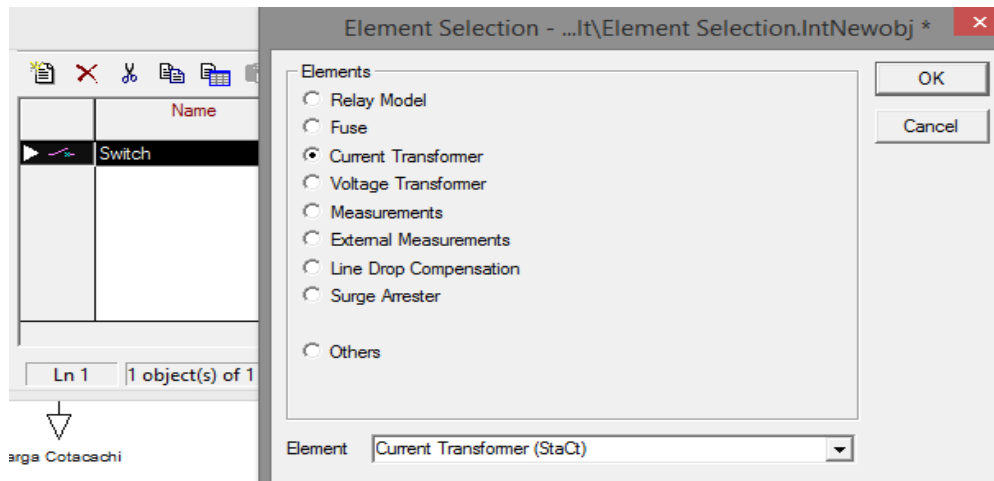


Figura 25 Ventana emergente para ingresar el tipo de dispositivo.



- Se debe realizar este proceso para los equipos que formaran parte del proceso de coordinación de protecciones tanto para transformadores de potencia y líneas de subtransmisión.
- Una vez seleccionado el tipo de equipo se presiona ►OK, luego aparecerá una ventana donde se deben editar detalles del elemento, en el caso de los TC, se coloca su relación de transformación como se muestra en la Figura 26.

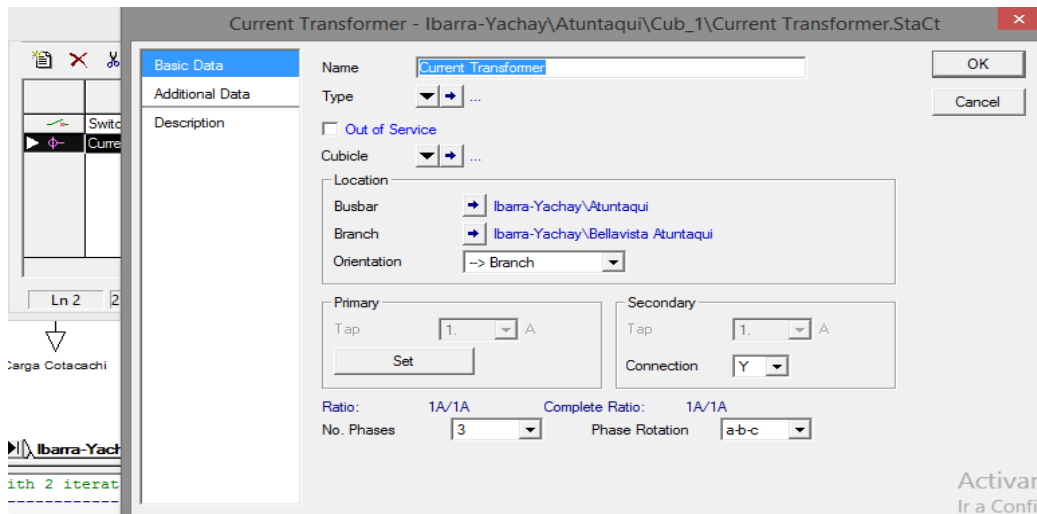


Figura 26 Ventana emergente para ingresar el tipo de TC.

Fuente: Autor

- Lo primero es colocar un nombre al elemento para poder identificarlo, este debe contener una especificación del tipo y ubicación. Luego se selecciona ►Type, en la ventana emergente se selecciona ►Select Project Type, una vez hecho esto aparecerá una ventana emergente la cual nos permite acceder a la librería de dispositivos y también crear nuevos dispositivos que serán incluidos en el lazo de estudio. Esta ventana se muestra en la Figura 27.

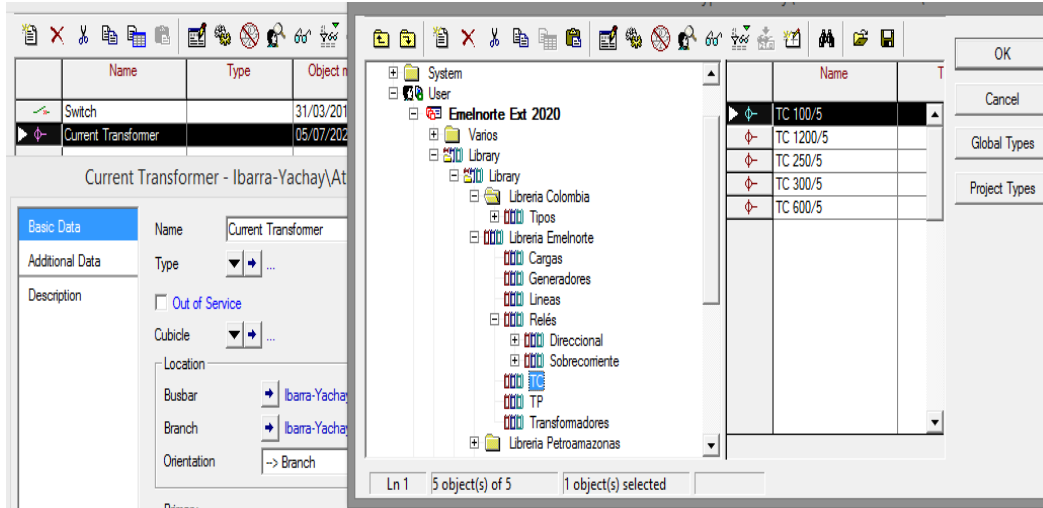


Figura 27 Carpetas emergentes dentro de la librería EMELNORTE.

- Una vez completadas las especificaciones del elemento en cuestión, se presiona ►OK y automáticamente se agrega al espacio asignado del sistema. Este proceso se debe repetir para todos los elementos que se deseen agregar en el lazo de estudio.

En la tabla 9 se mostrara información brindada por la empresa de las características de los dispositivos que se deben ingresar en el software para la plantilla de EMELNORTE S.A.

Tabla 9. Datos reales proporcionados por EMELNORTE S.A. de las subestaciones involucradas en el tema de estudio.

Subestación	Zona de Protección	Voltaje (Kv)	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Otavalo	Transformador T1	13,8	600 / 5	fase	Muy Inv	0,70	420	0,35	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	0,50	300	0,50	Disable	Disable
	Posición Cayambe	69	300 / 5	fase	Muy Inv	1,00	300	0,13	5,66	1698
				neutro	Muy Inv	0,40	120	0,21	Disable	Disable
Posición San Vicente	69	250 / 5	250 / 5	fase	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable
				neutro	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable
San Vicente		13,8	600 / 5	fase	Muy Inv	3,50	420	0,50	Disable	Disable



	Transformador T1			neutro	Muy Inv	2,50	300	0,70	Disable	Disable	
	Posición Otavalo	69	400 / 5	fase	Muy Inv	4,50	360	0,16	Disable	Disable	
				neutro	Muy Inv	2,00	160	0,28	Disable	Disable	
	Posición Atuntaqui	69	400 / 5	fase	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable
neutro				Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	
Atuntaqui	Transformador T1	13,8	1200 / 5	fase	Muy Inv	0,70	840	0,30	Disable	Disable	
				neutro	Muy Inv	0,50	600	0,40	Disable	Disable	
	Posición San Vicente	69	600 / 5	fase	Muy Inv	0,70	420	0,20	4,76	2858	
				neutro	Muy Inv	0,33	200	0,33	3,40	2040	
	Posición Ibarra	69	400 / 5	fase	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable
				neutro	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable	Disable
Transelectric Ibarra	Posición Atuntaqui	69	600 / 5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240	
				neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240	

Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A.

3.13. Cálculo de parámetros para los ajustes de relés en las líneas de Subtransmisión y transformadores de las subestaciones.

Para realizar los ajustes de los relés tanto temporizados como instantáneos de fase y neutro ya sean en las líneas de Subtransmisión o relés temporizados de fase y neutro en los transformadores en el lado secundario se ha tomado los criterios para calcular estos parámetros mencionados anteriormente y tomando como ejemplo la subestación Atuntaqui.

Los valores que se encuentra en la tabla 10, son proporcionados por la empresa EMELNORTE S.A., los cuales serán modificados panto para los datos de relés temporizados e instantáneos de fase y neutro.

Se tomará como ejemplo la subestación Atuntaqui donde se calculará los relés temporizados e instantáneos de fase y neutro, esto será primordial para realizar el mismo procedimiento con las demás subestaciones que se encuentran en el tema de estudio.



Tabla 10. Ejemplo Subestación Atuntaqui para el cálculo de los Relés fase y neutro (50/50N – 51/51N)

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)	
Atuntaqui	Transformador T1	13.8	1200/ 5	fase	Muy Inv	<u>0.70</u>	840	0.30	<u>Disable</u>	Disable	
				neutro	Muy Inv	<u>0.50</u>	600	0.40	<u>Disable</u>	Disable	
	Posición San Vicente	69	600/ 5	fase	Muy Inv	<u>0.70</u>	420	0.20	<u>4.76</u>	2858	
				neutro	Muy Inv	<u>0.33</u>	200	0.33	<u>3.40</u>	2040	
	Posición Ibarra	69	400/ 5	fase	Disable	<u>Disable</u>	Disable	Disable	Disable	<u>Disable</u>	Disable
				neutro	Disable	<u>Disable</u>	Disable	Disable	Disable	<u>Disable</u>	Disable

Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A.

3.13.1. Parámetros de ajuste de relé de fase y neutro en la subestación Atuntaqui: San Vicente.

Para empezar con el cálculo de los ajustes de los relés, se empezó colocando los ajustes por EMRELNORTE que se muestran en la Tabla 10.

Es importante mencionar que los datos encontrados en el lado primario de los relés temporizados e instantáneos son correctos y los datos en el lado secundario son los que se procederán a modificar.

- Relé 51 de fase

$$I_{pick} - up_{51} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51})(RTC)$$

$$I_{sec} = (420) \left(\frac{5}{600} \right)$$

$$I_{sec} = 3.5 \text{ A Secundario}$$

- Relé 51N de neutro

$$I_{pick} - up_{51N} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$



$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (200) \left(\frac{5}{600} \right)$$

$$I_{sec} = 1.666 \text{ A Secundario}$$

Mientras que para calcular el valor del relé instantáneo se utilizarán los valores calculados en el estudio de cortocircuito y las ecuaciones (1) y (2), respectivamente se utilizará la ecuación (3) para pasar los valores obtenidos hacia el lado primario, con la finalidad de ingresar estos valores en el software para la presentación de las curvas.

- Relé de Fase (50): Valor de cortocircuito trifásico: 1462

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc \ max_{final-3F}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 1462$$

$$I_{op50} = 1754,4 \text{ A Primario}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (1754,4) (5/600)$$

$$I_{sec} = 14.62 \text{ A Secundario}$$

- Relé neutro (50N): Valor de cortocircuito bifásico a tierra 1338

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc \ max_{final-FT}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 1338$$

$$I_{op50} = 1605,6 \text{ A Primario}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (1605,6) (5/600)$$

$$I_{sec} = 13,38 \text{ A Secundario}$$



Una vez obtenidos los datos mediante las fórmulas y el estudio de cortocircuito se procede

a realizar la nueva Tabla 11.

Tabla 11. Nuevos valores para los relés de fase y neutro (50/50N – 51/51N) en la posición San Vicente

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)
Atuntaqui	Posición San Vicente	69	600/ 5	fase	Muy Inv	<u>3.5</u>	420	0.20	<u>14,62</u>	1754,4
				neutro	Muy Inv	<u>1.66</u>	200	0.33	<u>13,38</u>	1605,6

3.13.2. Parámetros de ajuste de relé de fase y neutro en la subestación Atuntaqui: transformador.

Es importante mencionar que solo se tomara en cuenta los parámetros de los relés temporizados de fase y neutro como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Valores adquiridos por el departamento de estudios eléctricos.

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)
Atuntaqui	Transformador T1	13.8	1200/ 5	Fase	Muy Inv	<u>0.70</u>	840	0.30	<u>Disable</u>	Disable
				neutro	Muy Inv	<u>0.50</u>	600	0.40	<u>Disable</u>	Disable

Fuente: Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A.

Al igual que los cálculos realizados anteriormente, tomaremos los datos del TAP reflejados en el primario para encontrar en el lado secundario tanto de fase y neutro.

- Relé de Fase (51)

$$I_{pick} - up_{51} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51})(RTC)$$



$$I_{sec} = (840) \left(\frac{5}{1200} \right)$$

$$I_{sec} = 3.5 \text{ A Secundario}$$

- Relé neutro (51N):

$$I_{pick} - up_{51N} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (600) \left(\frac{5}{1200} \right)$$

$$I_{sec} = 2.5 \text{ A Secundario}$$

La tabla 13 muestra el valor que se ha calculado a través de las fórmulas.

Tabla 13 Nuevos valores para los relés de fase y neutro (51/51N) en el transformador de la subestación Atuntaqui.

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)
Atuntaqui	Transformador T1	13.8	1200/ 5	fase	Muy Inv	<u>3.5</u>	840	0.30	<u>Disable</u>	Disable
				neutro	Muy Inv	<u>2.5</u>	600	0.40	<u>Disable</u>	Disable

Fuente: Autor

3.13.3. Parámetros de ajustes de relé de fase y neutro en la subestación San Vicente: posición

Otavaló.

Es importante mencionar que los datos encontrados en el lado primario y secundario de los relés temporizados fase y neutro (51/51N) son correctos, información que se muestra en la Tabla 10 por lo tanto se procede a calcular los datos de los relés instantáneos tanto para fase y neutro (50/50N).

- Relé de Fase (50): Valor de cortocircuito trifásico: 2136



$$Iop_{50} = 1,2 * Icc \max_{final-3F}$$

$$Iop_{50} = 1,2 * 2136$$

$$Iop_{50} = 2563.2 \text{ A Primario}$$

$$I_{sec} = (I \text{ pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (2563.2)(5/400)$$

$$I_{sec} = 32.04 \text{ A Secundario}$$

- Relé neutro (50N): Valor de cortocircuito bifásico a tierra 1969

$$Iop_{50} = 1,2 * Icc \max_{final-FT}$$

$$Iop_{50} = 1,2 * 1969$$

$$Iop_{50} = 2362.8 \text{ A Primario}$$

$$I_{sec} = (I \text{ pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (2362.8)(5/400)$$

$$I_{sec} = 29.53 \text{ A Secundario.}$$

Tabla 14 Nuevos valores para los relés de fase y neutro (50/50N) en la subestación San Vicente posición Atuntaqui.

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)
San Vicente	Posición Otavalo	13.8	400/ 5	fase	Muy Inv	<u>4.5</u>	360	016	<u>32.04</u>	2563.2
				neutro	Muy Inv	<u>2</u>	160	0.28	<u>29.53</u>	2362.8

3.13.4. Parámetros de ajuste de relé fase y neutro en la subestación Otavalo: Posición cajas.

Para empezar con el cálculo de los ajustes de los relés, se empezó colocando los ajustes por EMRELNORTE que se muestran en la Tabla 10.



Es importante mencionar que los datos encontrados en el lado primario de los relés temporizados e instantáneos son correctos y los datos en el lado secundario son los que se procederá a modificar.

- Relé 51 de fase

$$I_{pick - up_{51}} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick - up_{51}})(RTC)$$

$$I_{sec} = (300) \left(\frac{5}{300} \right)$$

$$I_{sec} = 5 \text{ A Secundario}$$

- Relé 51N de neutro

$$I_{pick - up_{51N}} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick - up_{51N}})(RTC)$$

$$I_{sec} = (120) \left(\frac{5}{300} \right)$$

$$I_{sec} = 2 \text{ A Secundario}$$

Mientras que para calcular el valor del relé instantáneo se utilizarán los valores calculados en el estudio de cortocircuito y las ecuaciones (1) y (2), respectivamente se utilizará la ecuación (3) para pasar los valores obtenidos hacia el lado primario, con la finalidad de ingresar estos valores en el software para la presentación de las curvas.

- Relé de Fase (50): Valor de cortocircuito trifásico: 2319

$$I_{op_{50}} = 1,2 * I_{cc \ max_{final-3F}}$$



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO



$$Iop_{50} = 1,2 * 2319$$

$$Iop_{50} = 2782.8 \text{ A Primario}$$

$$I_{sec} = (I pick - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (2782.8)(5/300)$$

$$I_{sec} = 46.38 \text{ A Secundario}$$

- Relé neutro (50N): Valor de cortocircuito bifásico a tierra 2145

$$Iop_{50} = 1,2 * Icc max_{final-FT}$$

$$Iop_{50} = 1,2 * 2145$$

$$Iop_{50} = 2574 \text{ A Primario}$$

$$I_{sec} = (I pick - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (2574)(5/300)$$

$$I_{sec} = 42.9 \text{ A Secundario}$$

Una vez obtenidos los datos mediante las fórmulas y el estudio de cortocircuito se procede a realizar la nueva Tabla 15.

Tabla 15 Nuevos valores para los relés de fase y neutro (50/50N – 51/51N) en la subestación Otavalo posición Cajas.

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)
Otavalo	Posición Cajas	13.8	300/ 5	fase	Muy Inv	<u>5</u>	300	013	<u>46.38</u>	2782.8
				neutro	Muy Inv	<u>2</u>	120	0.21	<u>42.9</u>	2574

Fuente: Autor.

3.13.5. Parámetros de ajuste de relé fase y neutro en la subestación Otavalo: transformador.

Al igual que los cálculos realizados anteriormente, tomaremos los datos del TAP reflejados en el primario para encontrar en el lado secundario tanto de fase y neutro.



- Relé de Fase (51)

$$I_{pick} - up_{51} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51})(RTC)$$

$$I_{sec} = (420) \left(\frac{5}{600} \right)$$

$$I_{sec} = 3.5 \text{ A Secundario}$$

- Relé neutro (51N):

$$I_{pick} - up_{51N} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (300) \left(\frac{5}{600} \right)$$

$$I_{sec} = 2.5 \text{ A Secundario}$$

La tabla 16 muestra el valor que se ha calculado a través de las fórmulas.

Tabla 16 nuevos Valores para los relés de fase y neutro (51/51N) de la subestación Otavalo: transformador.

subestación	Zona de protección	Kv	TC prot	línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst(A)
Otavalo	Transformador T1	13.8	600/ 5	fase	Muy Inv	<u>3.5</u>	420	0.35	<u>Disable</u>	Disable
				neutro	Muy Inv	<u>2.5</u>	300	0.5	<u>Disable</u>	Disable

3.13.6. Parámetros de ajuste de relé de fase y neutro en la subestación Otavalo: Posición San

Vicente.

Antes de realizar los cálculos es importante mencionar que para Transeléctric Cajas se ha tomado los mismos valores que Transeléctric Ibarra, para lo cual el punto de partida para



calcular tantos relés de fase-neutro temporizados e instantáneos (51/51N – 50/50N) será desde Cajas hasta Ibarra.

Una vez tomado en cuenta este criterio se mostrará a continuación la Tabla 17, con las características de estas ya mencionadas.

Tabla 17. Características de fase y neutro en Transeléctric cajas y Transeléctric Ibarra.

Subestación	Zona de Protección	Voltaje (Kv)	Relé	RTC Protección			Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Transeléctric Ibarra	Posición Atuntaqui	69	67	600	/	5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240
							neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240
Transeléctric cajas	Posición Otavalo	69	67	600	/	5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240
							neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240

Para obtener el tap para el relé temporizado de fase y neutro en la posición de San Vicente, se utilizara la ecuación (4), este proceso se realizara para la subestación San Vicente (posición Atuntaqui) y la Subestación Atuntaqui (posición Ibarra).

- Relé de fase (51)

$$TAP_{51} = 0,80 * Valor\ del\ TAP\ anterior$$

$$TAP_{51} = 0,80 * 480$$

$$TAP_{51} = 384\ A\ Primario$$

$$I\ pick - up_{51} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I\ pick - up_{51})(RTC)$$

$$I_{sec} = (384) \left(\frac{5}{250} \right)$$

$$I_{sec} = 7.68\ A\ Secundario$$

- Relé de neutro (51N)



$$TAP_{51N} = 0,80 * \text{Valor del TAP anterior}$$

$$TAP_{51N} = 0,80 * 240$$

$$TAP_{51N} = 192 \text{ A Primario}$$

$$I_{pick} - up_{51} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51})(RTC)$$

$$I_{sec} = (192) \left(\frac{5}{250}\right)$$

$$I_{sec} = 3.9 \text{ A Secundario}$$

- Relé de fase (50): valor de cortocircuito trifásico 1933

$$Iop_{50} = 1,2 * Icc_{max_{final-3F}}$$

$$Iop_{50} = 1,2 * 1933$$

$$Iop_{50} = 2319 \text{ A}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (2319) (5/250)$$

$$I_{sec} = 46.39 \text{ A Secundario}$$

- Relé de neutro (51N): valor de cortocircuito bifásico a tierra: 1753

$$Iop_{50} = 1,2 * Icc_{max_{final-3F}}$$

$$Iop_{50} = 1,2 * 1753$$

$$Iop_{50} = 2103 \text{ A primario}$$

$$I_{sec} = (I_{pick} - up_{51N})(RTC)$$

$$I_{sec} = (2103) (5/250)$$

$$I_{sec} = 42.07 \text{ A Secundario}$$



Estos datos serán claves para continuar con las siguientes posiciones, tomando en cuenta que vamos en dirección desde Transeléctric cajas hasta Transeléctric Ibarra, cabe mencionar que es muy importante tomar los criterios y las fórmulas mencionadas y seguir el mismo que se ha realizado en la subestación Otavalo posición San Vicente.

La Tabla 18 es el resultado final después de haber realizado todos los cálculos matemáticos que se procedió para los relés de fase y neutro (50/50N – 51/51N) en todas las posiciones y completando valores de la Tabla 10.

Tabla 18 Nueva tabla de valores completa.

Subestación	Zona de Protección	Voltaje (Kv)	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Otavalo	Transformador T1	13,8	600 / 5	fase	Muy Inv	3.5	420	0,35	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	2.5	300	0,50	Disable	Disable
	Posición Cajas	69	300 / 5	fase	Muy Inv	5,00	300	0,13	46,38	2782.8
				neutro	Muy Inv	2,00	120	0,21	42.9	2574
	Posición San Vicente	69	250 / 5	fase	Disable	7.68	384	0.33	46.39	2319
				neutro	Disable	3.9	192	0,4	42.07	2103.6
San Vicente	Transformador T1	13,8	600 / 5	fase	Muy Inv	3,50	420	0,50	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	2,50	300	0,70	Disable	Disable
	Posición Otavalo	69	400 / 5	fase	Muy Inv	4,50	360	0,16	32.04	2563.2
				neutro	Muy Inv	2,00	160	0,28	29.53	2362.8
	Posición Atuntaqui	69	400 / 5	fase	Disable	3.84	307.2	0.16	31.24	2499.6
				neutro	Disable	1.92	153.6	0.25	28.33	2266.8
Atuntaqui	Transformador T1	13,8	1200 / 5	fase	Muy Inv	3.5	840	0,30	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	0,50	600	0,40	Disable	Disable
	Posición San Vicente	69	600 / 5	fase	Muy Inv	3.5	420	0,20	14,62	1754,4
				neutro	Muy Inv	1,66	200	0,33	13,38	1605,6
	Posición Ibarra	69	400 / 5	fase	Disable	3.07	245.76	0.30	54.16	4333.2
				neutro	Disable	1.53	122.88	0.55	49.56	3964.8
Transeléctric Ibarra	Posición Atuntaqui	69	600 / 5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240
				neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240
Transeléctric cajas	Posición Otavalo	69	600 / 5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240
				neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240



CAPITULO IV

4. Simulación de la coordinación de protecciones con relés direccionales**4.1. Introducción.**

En este capítulo se realizara los ajustes para los relés direccionales obtenidos a través de los criterios realizados en el capítulo II, usando como guía la nueva tabla con los valores y parámetros ya establecidos donde a través de la simulación de cortocircuitos monofásicos y multifásicos en las líneas de transmisión de cada subestación, los ajustes de los transformadores de distribución y por ultimo reajustando los valores dentro de la simulación para cumplir los criterios de protección de los relés direccionales, esto se lo consigue simulando relés temporizados e instantáneos tanto para fase y neutro de cada uno cumpliendo con el objetivo de protección y mostrando un margen de coordinación adecuado para el sistema.

4.2. Ingreso de datos para los relés de protección.

Antes de tener el margen de coordinación esperado se debe ingresar los parámetros obtenidos en la Tabla 18 tanto para las protecciones en las líneas de subtransmisión y transformadores, para lo cual se siguió el siguiente procedimiento:

1. Se presiona clic derecho en el relé de la línea donde se desea ingresar los parámetros en este caso se selecciona la línea Ibarra TRANSELÉCTIC – Atuntaqui se abrirá una pestaña emergente y presionaremos en la opción ► **Edit Devices**, esto abrirá una nueva ventana donde estarán los dispositivos que corresponden a cada línea como se indica en la Figura 28.

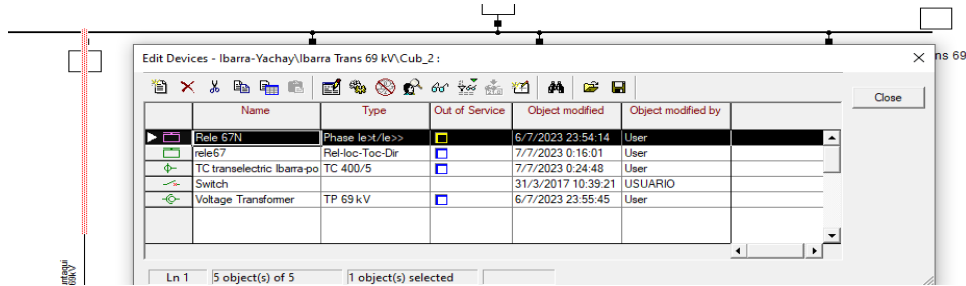


Figura 28 Ventana para editar dispositivos.

2. A continuación, se presiona doble clic en el relé en el cual se desea editar los parámetros, a continuación, aparece la ventana Relay Model que se indica en la Figura 29.

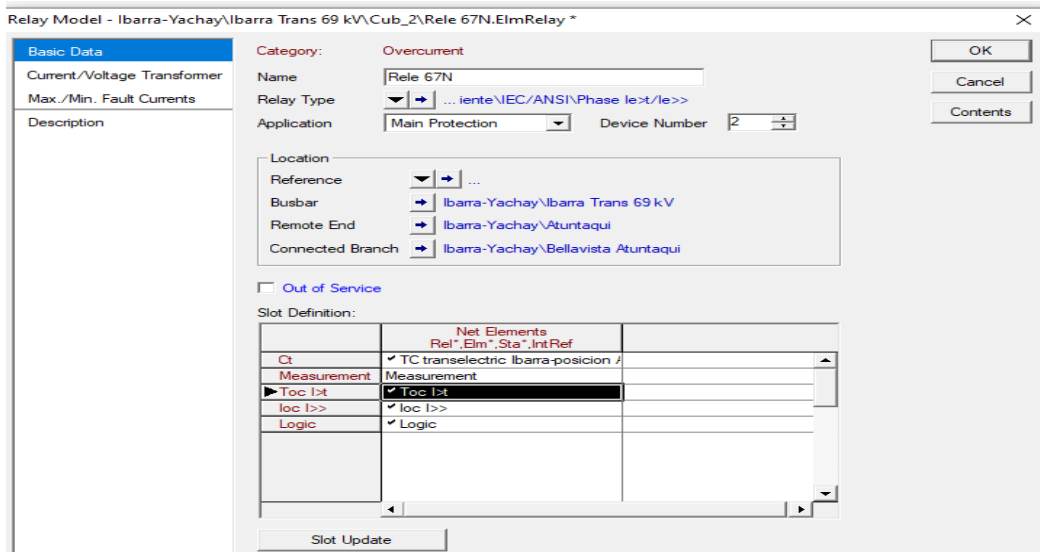


Figura 29 Ventana Relay Model.

3. Se presiona doble clic en la pestaña ►Toc, se desplegará la ventana Time Overcurrent, aquí ingresaremos los parámetros del relé temporizado, esta se indica en la Figura 30

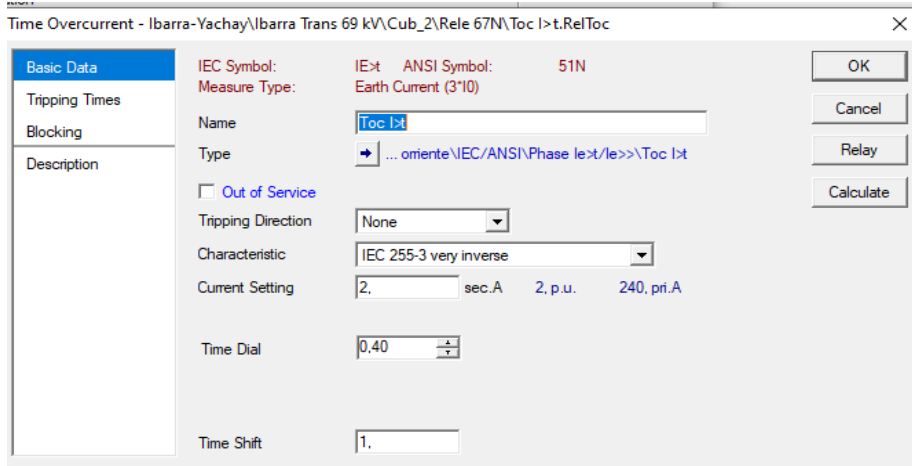


Figura 30 ventana time Overcurrent, ingreso de datos para relé temporizado

- Luego de terminar con el temporizado, hacemos el mismo proceso para el instantáneo, doble clic en la pestaña ►loc, luego se despliega la ventana Instantaneous Overcurrent, donde se ingresan los parámetros del relé instantáneo como se muestra en la Figura 31, establecemos los datos de acuerdo a la tabla y click en ok.

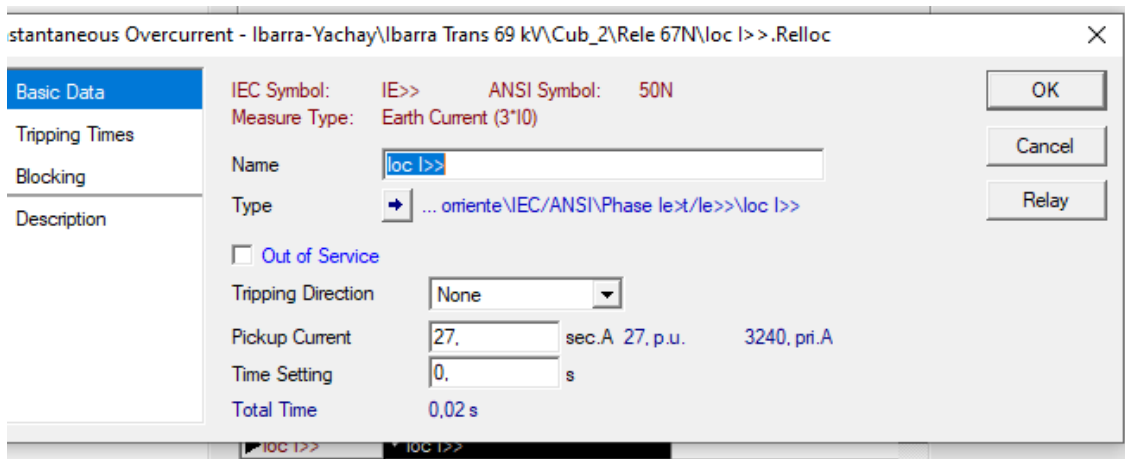


Figura 31 Ventana para ingresar los datos del relé instantáneo.



5. Este proceso se debe realizar para cada uno de los dispositivos que se encuentran en las líneas de transmisión y en los transformadores de potencia, hay que mencionar que para los transformadores el instantáneo se debe por en estado fuera de servicio ya que la protección instantánea no entra en consideración.
6. Después de haber completado con todos los datos en los dispositivos procedemos a graficar las curvas de coordinación.

En las ventana ► **Edit Devices** presionamos clic derecho sobre el relé del cual se va a graficar la curva de coordinación, en la pestaña emergente se selecciona ► Show y a continuación ► Time – Overcurrent Plot, como se indica en la Figura 32.

En la Figura 33 se mostrara la curva de coordinación para la protección de la línea Ibarra- Atuntaqui.

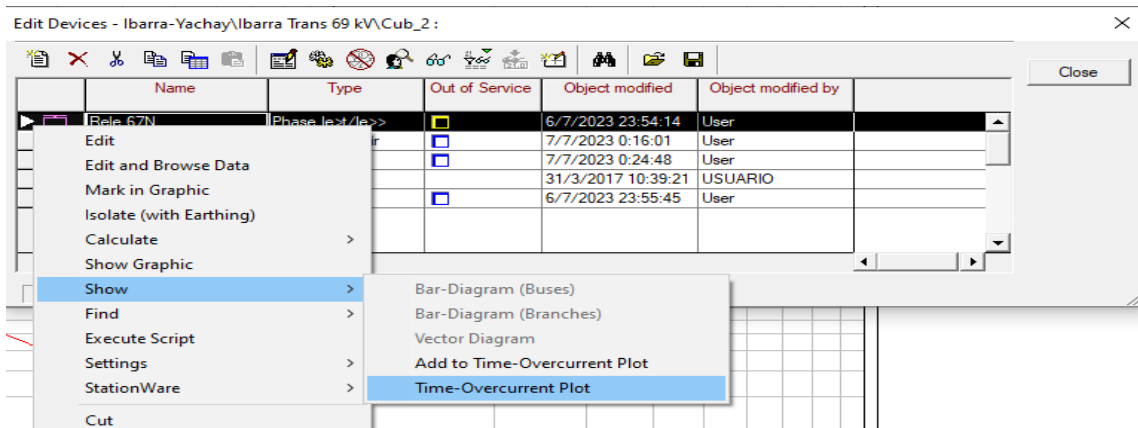


Figura 32 ventana time Overcurrent plot.

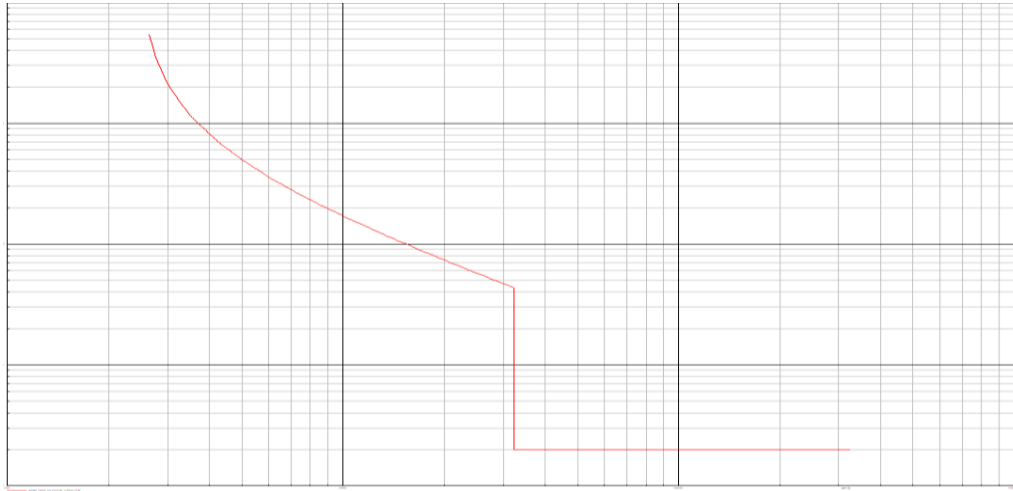


Figura 33 curva de coordinación de protección para relé 67 Ibarra Atuntaqui en fase.

Después de haber ingresado todos los datos correspondientes que se lograron realizar en el Capítulo II, se procede a simular una por una cada curva de los dispositivos de protección, tomando muy en cuenta que existirá una bidireccionalidad de corriente de cortocircuito.

Se observó que las curvas no cumplen con una adecuada coordinación y para lo cual se va a reajustar los valores de TAP y DIAL, logrando de esta manera cumplir con el objetivo del proyecto que son las protecciones y el margen de coordinación dependiendo el tipo de falla.

4.3. Coordinación de los relés direccionales de fase Ibarra – Cajas.

Es importante mencionar que el sistema está realizado en dos lazos, desde Transeléctric Ibarra – Transeléctric Cajas y desde Transeléctric Cajas – Transeléctric Ibarra, en este apartado se tomara desde Ibarra – Cajas tomando en cuenta las subestaciones Atuntaqui, San Vicente y Otavalo.



4.3.1. Coordinación de protecciones direccionales de fase Ibarra – Atuntaqui.

Para realizar la coordinación de fase entre los relés de Ibarra – Atuntaqui y Atuntaqui – San Vicente, se simulo una falla trifásica del 80% de la línea Atuntaqui - San Vicente como se muestra en la Figura 34.

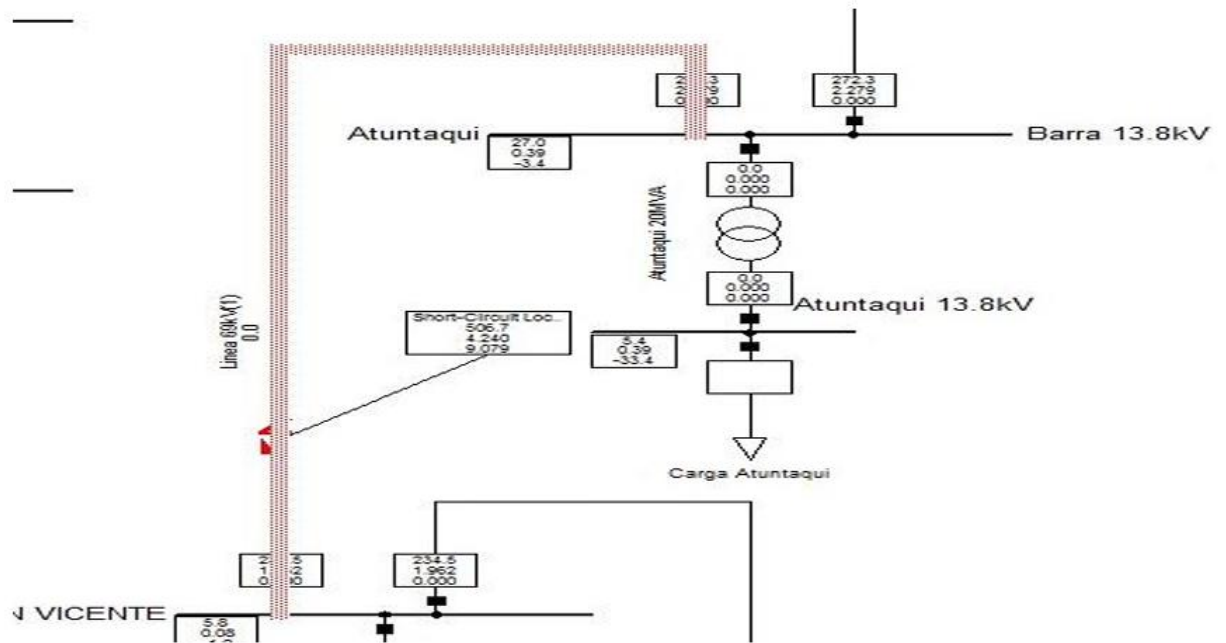


Figura 34 Falla trifásica del 80% de la línea Atuntaqui – San Vicente.

En la Figura 34 se puede observar la magnitud correspondiente de 4.240A siendo esta distribuida desde la subestación Ibarra 1.962A y desde la subestación Cajas 2.279A de corriente de cortocircuito, una vez hecha la falla se procede a realizar la simulación de los relés de fase.

En la Figura 35 se muestra el cumplimiento de margen de coordinación entre las curvas de protección de los relés de fase Ibarra – Atuntaqui (664 ms) y Atuntaqui – San Vicente (439 ms) con una diferencia de (225 ms).

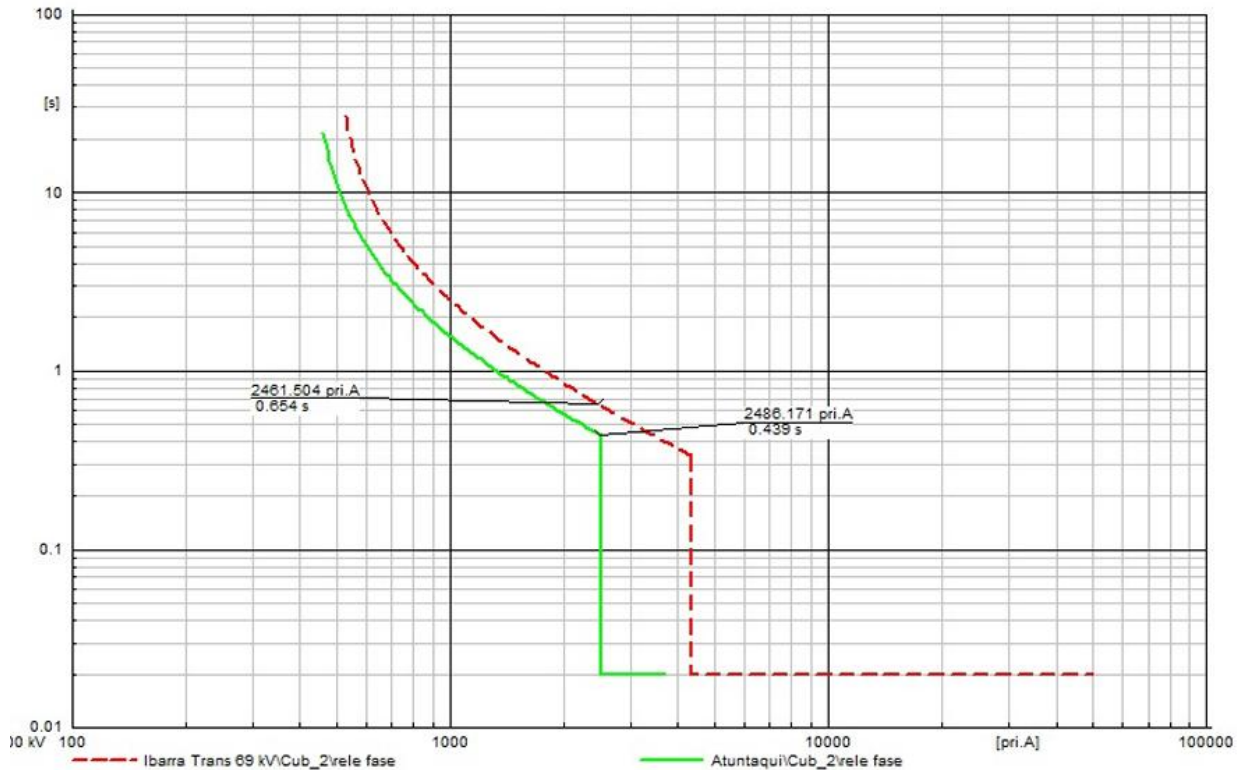


Figura 35 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui y Atuntaqui-Ibarra

4.3.2. Coordinación de protecciones direccionales de neutro Ibarra – Atuntaqui.

Para la coordinación de los relés neutro entre Ibarra-Atuntaqui y Atuntaqui – San Vicente tomaremos el mismo procedimiento y procederemos a graficar en una nueva ventana de time overcurrent, con el fin de separar y tener de manera organizada las curvas de protección, tal como se muestra en la Figura 37.

Se simula una falla monofásica a tierra del 80% en la línea de subtransmisión Atuntaqui-San Vicente como se muestra en la Figura 36.

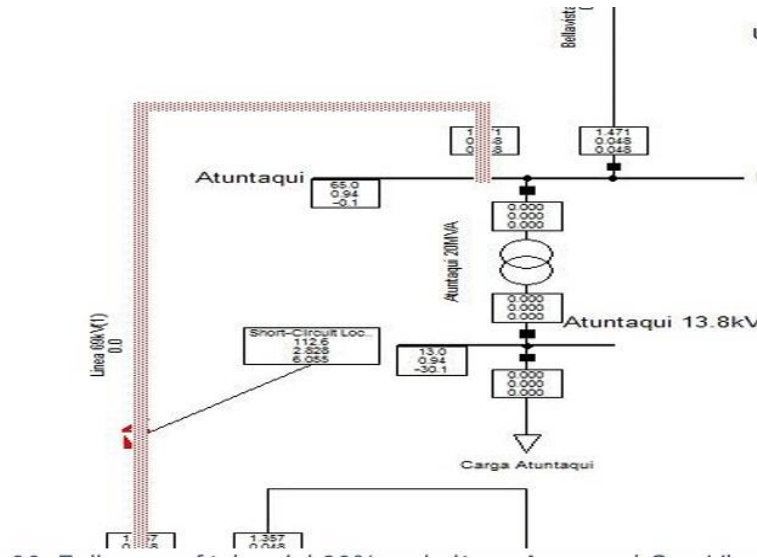


Figura 36 Falla monofásica del 80% en la línea Atuntaqui-San Vicente

En la gráfica podemos observar que la curva de neutro Ibarra-Atuntaqui cumple con el margen de coordinación, entre las curvas Ibarra-Atuntaqui (650ms) y Atuntaqui San Vicente (432ms) dando como diferencia de 218ms que cumple con la coordinación.

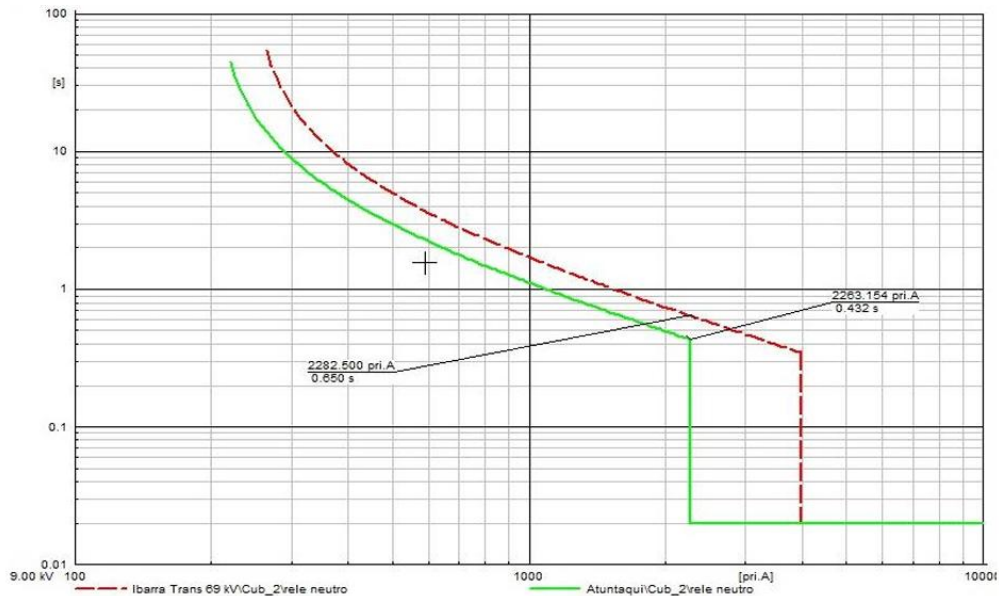


Figura 37 Coordinación de los relés de neutro: Ibarra-Atuntaqui y Atuntaqui-San Vicente.



4.3.3. Coordinación de protecciones direccionales de fase Atuntaqui – San Vicente.

Para la coordinación de protección de fase entre los relés Atuntaqui-San Vicente y San Vicente-Otavalo se simulo una falla trifásica del 80% de la línea Otavalo como se muestra en la Figura 38.

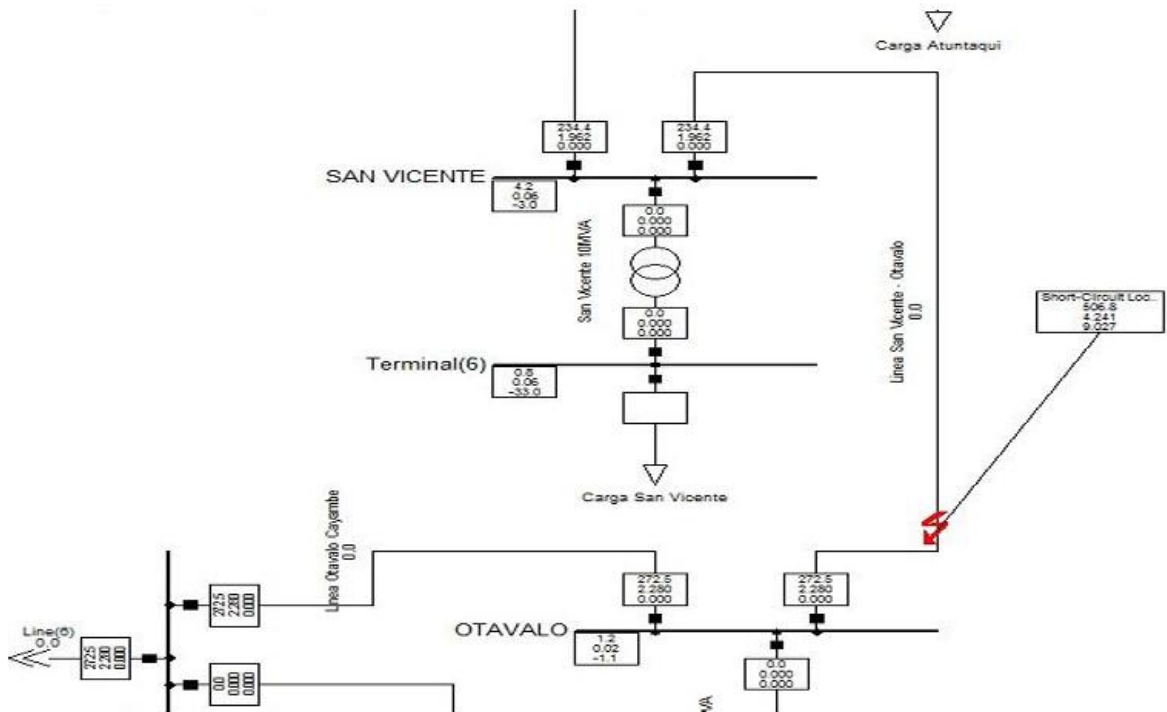


Figura 38 Falla trifásica del 80% de la línea San Vicente-Otavalo.

En la Figura 39. Se muestra la coordinación de los relés direccionales de las líneas Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavalo y la curva de la anterior grafica Ibarra Atuntaqui, la cual de mostrar el margen de coordinación mayor a los 200ms. Es importante mencionar que el relé de fase y neutro del instantáneo de la línea de transmisión Otavalo no será graficado ya



que no actúa en la coordinación de protecciones debido a que su distancia de subestación a subestación es muy corta y no cumple con los criterios de protecciones.

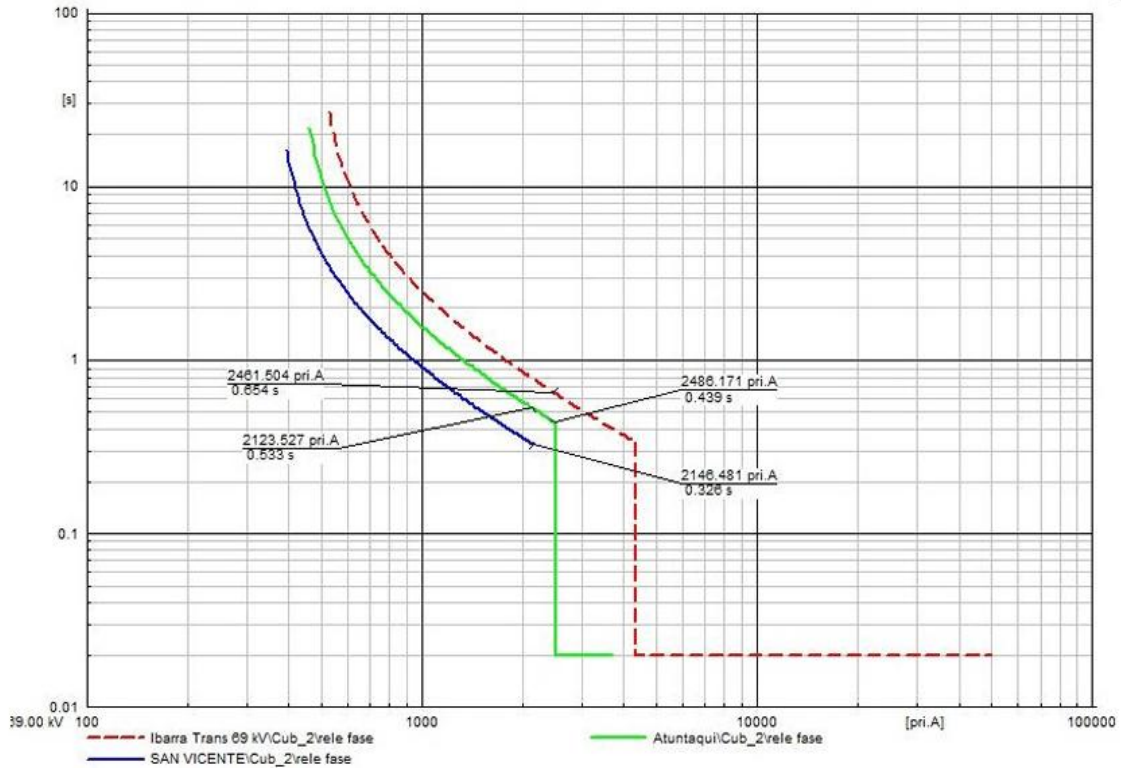


Figura 39 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente y San Vicente Otavalo.

4.3.4. Coordinación de protecciones direccionales de neutro Atuntaqui-San Vicente.

Para la coordinación de protección de fase entre los relés Atuntaqui-San Vicente y San Vicente-Otavalo se simulo una falla monofásica del 80% de la línea Otavalo como se muestra en la Figura 40.

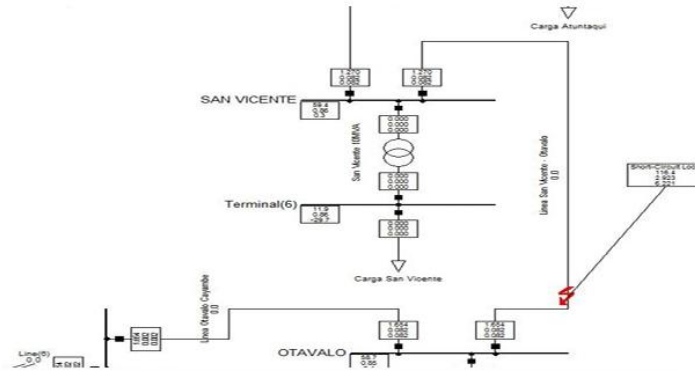


Figura 40 Falla monofásica del 80% de la línea San Vicente-Otavallo.

En la Figura 41. Se muestra la coordinación de los relés direccionales de las líneas Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavallo la cual se mostrará el margen de coordinación mayor a los 200ms.

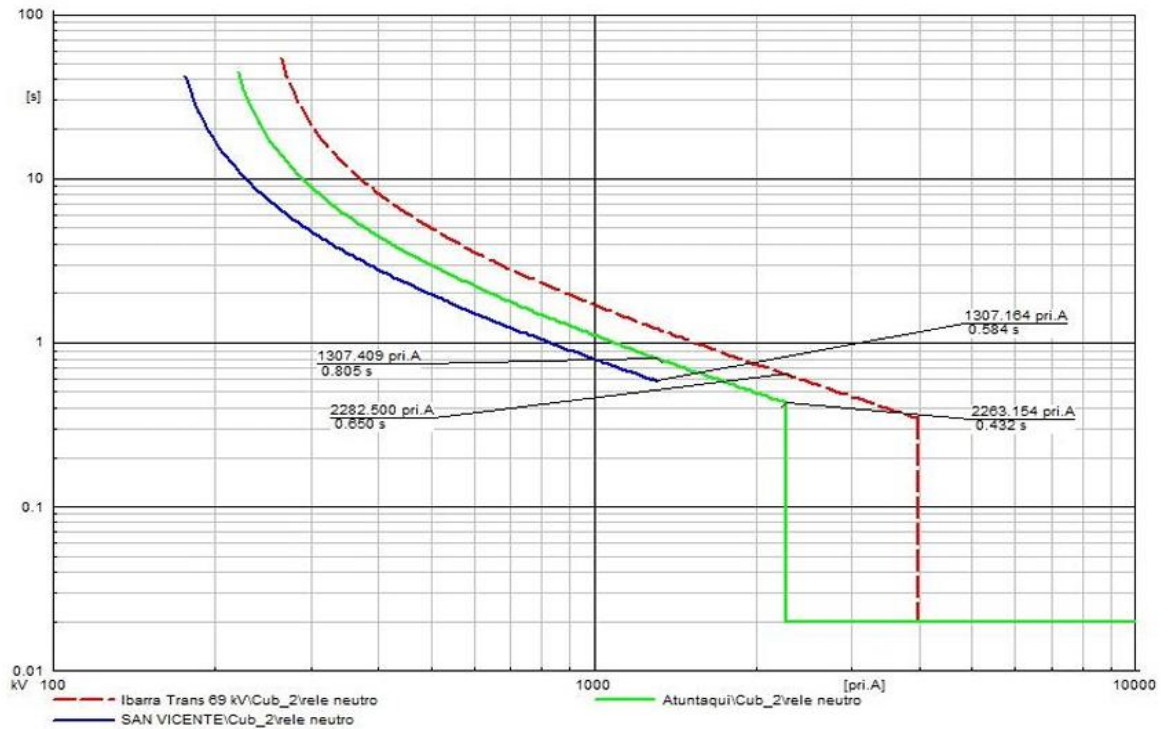


Figura 41 Coordinación de los relés de neutro: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavallo.



4.3.5 Coordinación de protecciones direccionales de fase San Vicente-Otavalo.

Para la coordinación de protección de fase entre los relés Atuntaqui-San Vicente y San Vicente-Otavalo se simuló una falla trifásica del 20% de la línea subtransmisión Cajas como se muestra en la Figura 42.

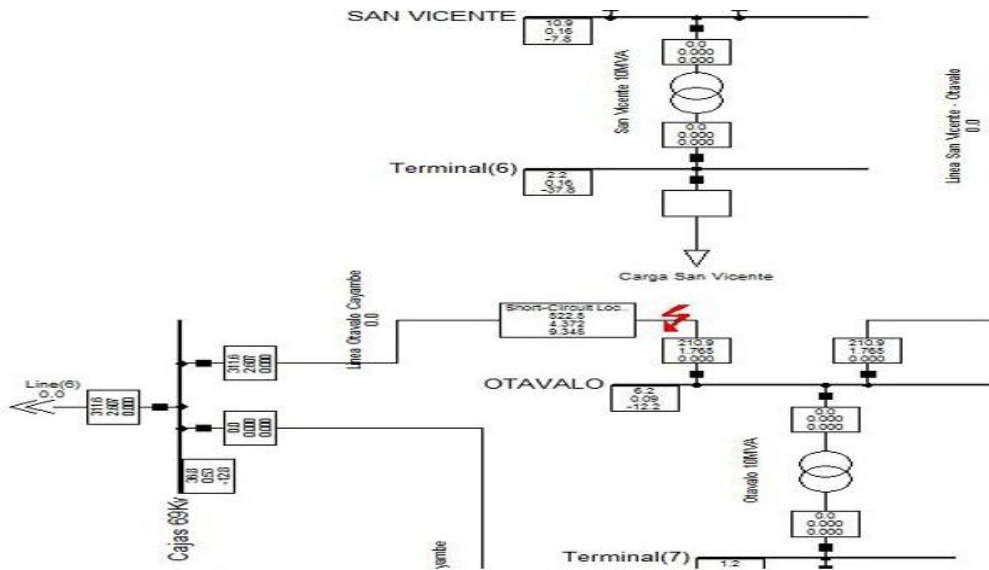


Figura 42 Falla trifásica del 20% de la línea de subtransmisión Cajas

En la Figura 43. Se puede observar las curvas de los relés direccionales de cada línea de subtransmisión cumpliendo así con el margen correcto para la coordinación de protecciones en fase con un margen mayor de los 200ms entre curva.

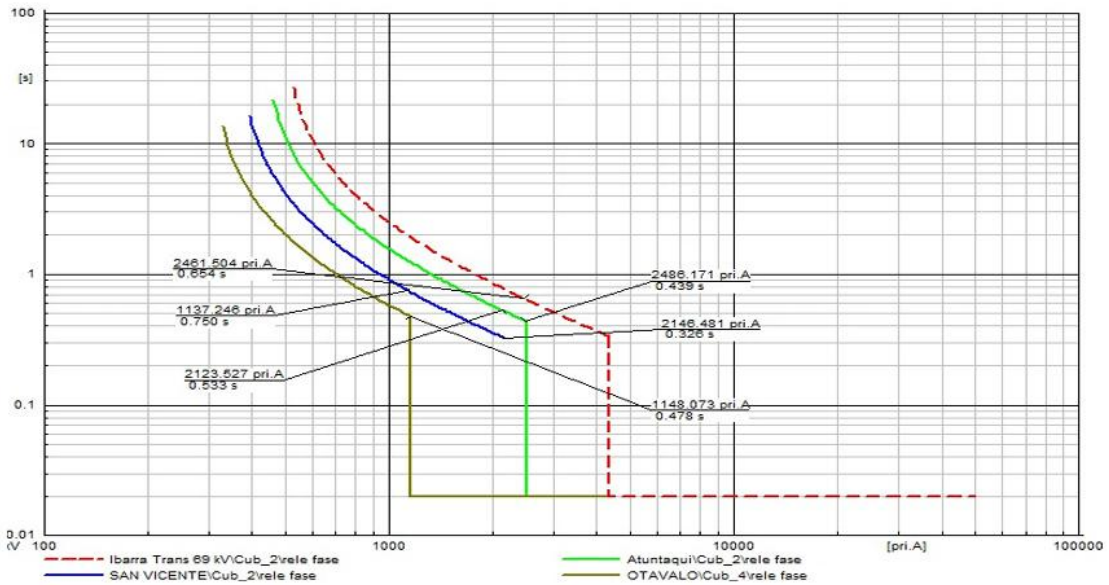


Figura 43 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavaló y Otavaló-Cajas.

4.3.6 Coordinación de los relés direccionales de Neutro San Vicente-Otavaló.

Para la coordinación de protección de neutro entre los relés Atuntaqui-San Vicente y San Vicente-Otavaló se simuló una falla trifásica del 20% de la línea subtransmisión Cajas como se muestra en la Figura 44.

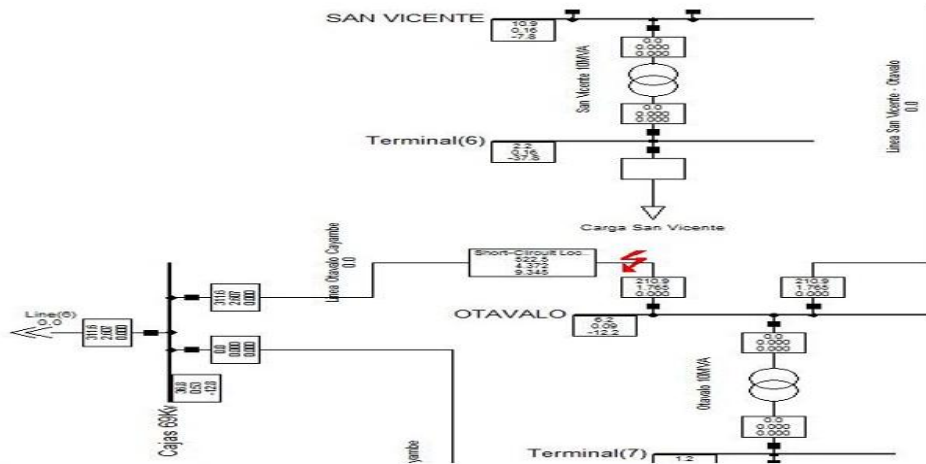


Figura 44 Falla trifásica del 20% en la línea de transmisión Otavaló-Cajas



Para finalizar la coordinación de los relés de neutro desde Transeléctric-Ibarra hasta Transeléctric-Cajas simularemos la última posición con su respectiva curva y cumpliendo así el criterio de coordinación con las demás posiciones. En la Figura 45. Se puede observar las curvas de los relés direccionales de cada línea de subtransmisión cumpliendo así con el margen correcto para la coordinación de protecciones en neutro con un margen mayor de los 200ms entre curva.

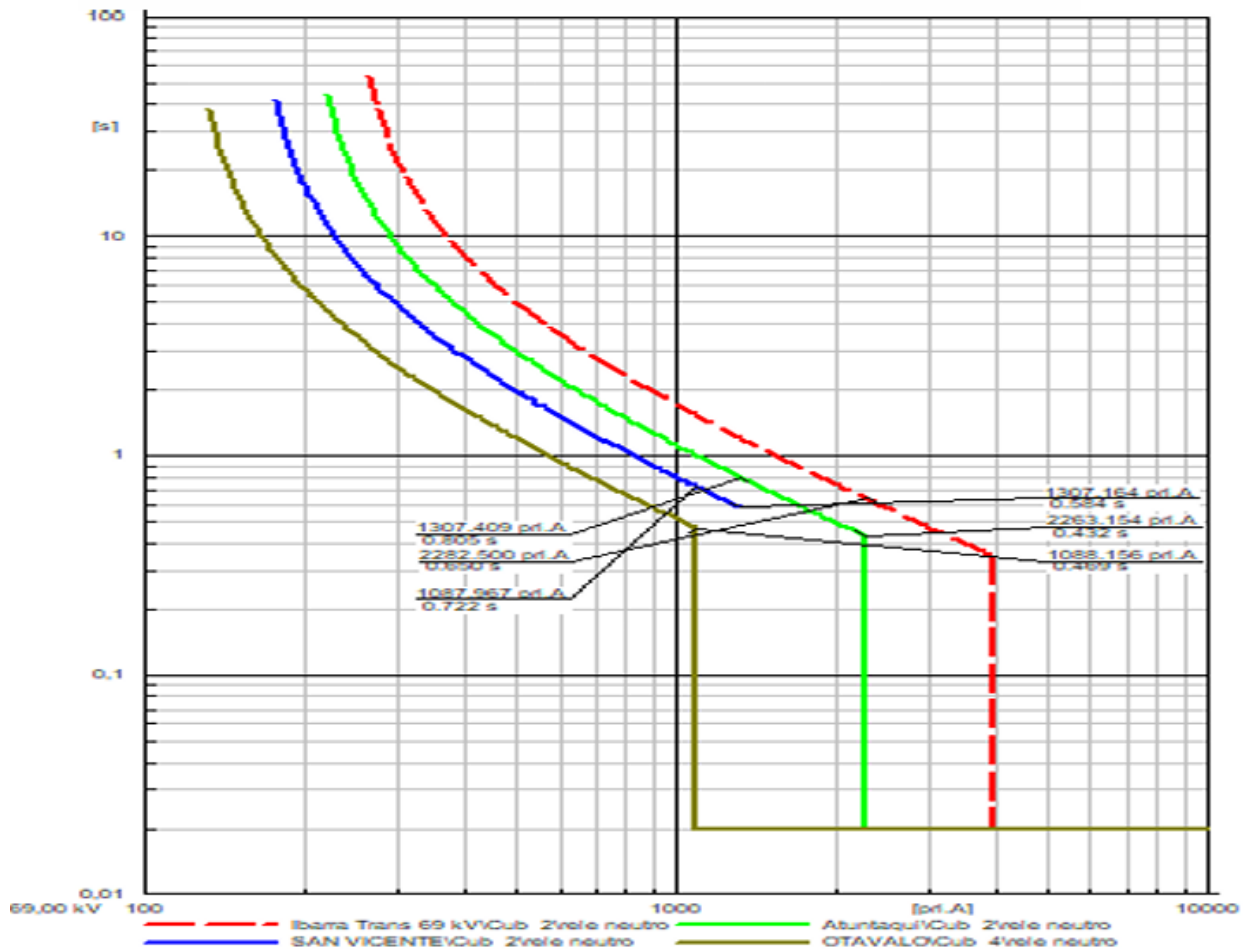


Figura 45 Coordinación de los relés de fase: Ibarra-Atuntaqui, Atuntaqui-San Vicente, San Vicente-Otavaló y Otavaló-Cajas.



4.4. Coordinación de los relés direccionales de fase Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.

Para este apartado se mencionara que el sistema fue realizado en el siguiente lazo desde Transeléctric Cajas – Transeléctric Ibarra, tomaremos en cuenta las subestaciones Otavalo, San Vicente, Atuntaqui. El proceso y los pasos a seguir son los mismos para este lazo ya que fue analizada las anteriores posiciones, procederemos como punto de partida desde Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra, dando como resultado las curvas de protección tanto en fase como neutro.

4.4.1. Coordinación de los relés de fase en el lazo Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric Ibarra.

Tomaremos los datos realizados en el Capítulo II y procedemos a insertar los datos tanto de los relés 50/51 fase, los datos de los TP's y TC's en cada una de las líneas de transmisión de las posiciones, Otavalo, San Vicente, Atuntaqui. A continuación se simulara las curvas de protección de los relés cumpliendo con los criterios de coordinación, para esto se simulara una falla del 80% en las líneas de transmisión como se muestra en la figura 46 y en la figura 47 las curvas de protección de los relés de fase.

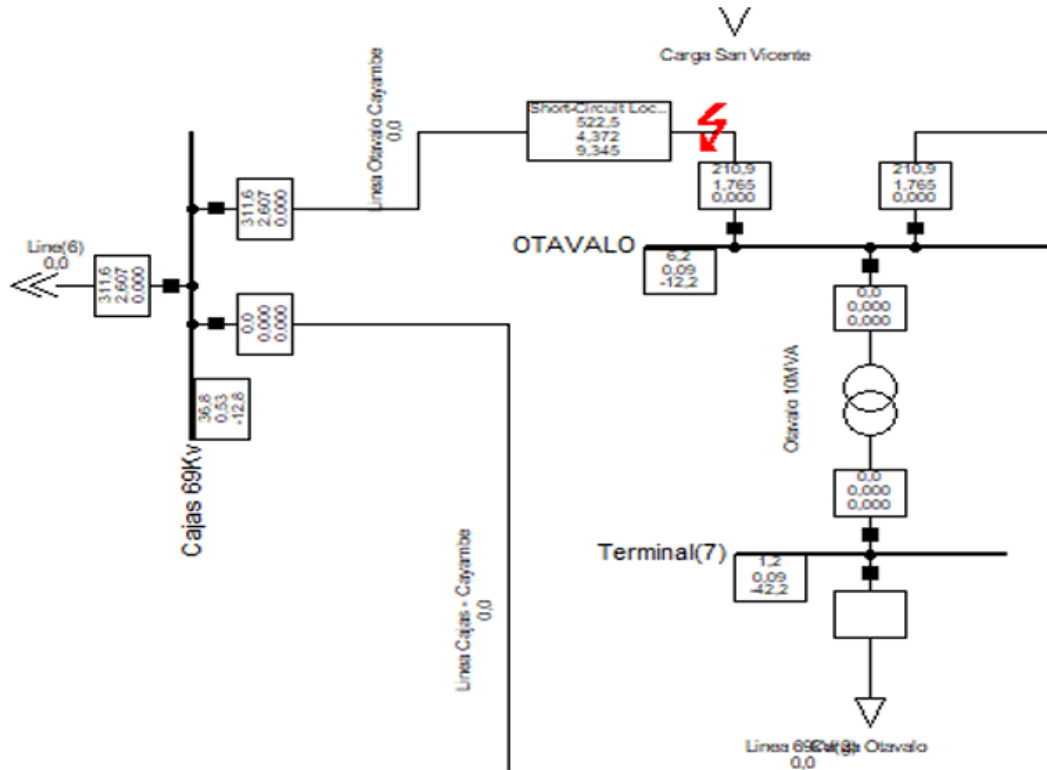


Figura 46 Falla de cortocircuito simulada en la línea de transmisión Transeléctric-caja hasta Otavalo.

En la Figura 47 se muestra las curvas de protecciones de los relés de fase de ubicados en el lazo Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.

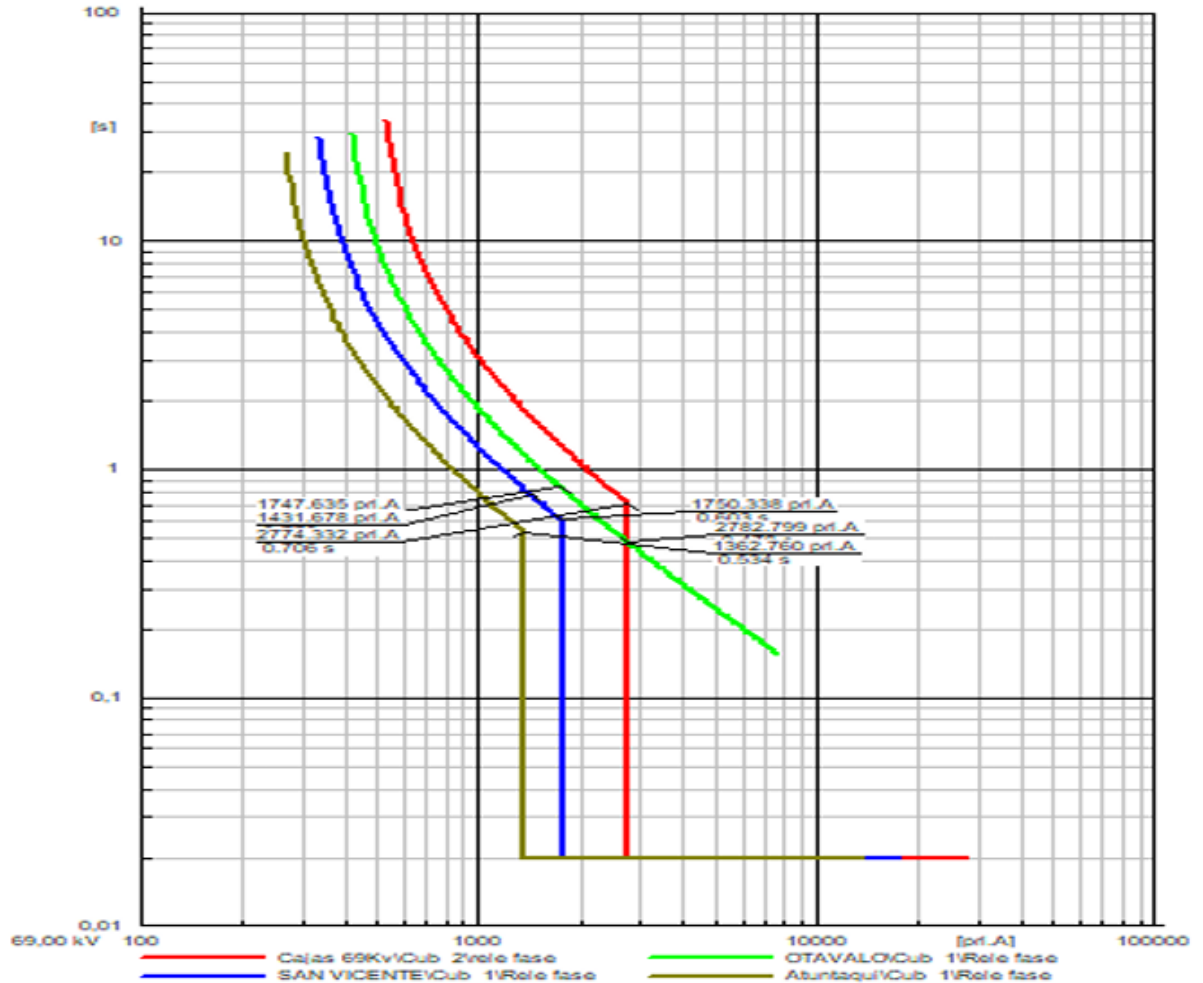


Figura 47 Curva de protecciones de los relés de fase, Transeléctric-Cajas, Otavalo, San Vicente y Atuntaqui respectivamente.

4.4.2. Coordinación de los relés de Neutro en el lazo Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.

Para la coordinación de los relés de neutro en este lazo, se aplicara los mismos procesos y criterios de coordinación que los relés de fase, tomando en cuenta la Tabla 18 realizada en el capítulo II. Para la simulación de la curvas insertamos una falla del 20% en las líneas de subtransmisión de cada una de las posiciones que se encuentran en el lazo como se muestra en la figura 48.

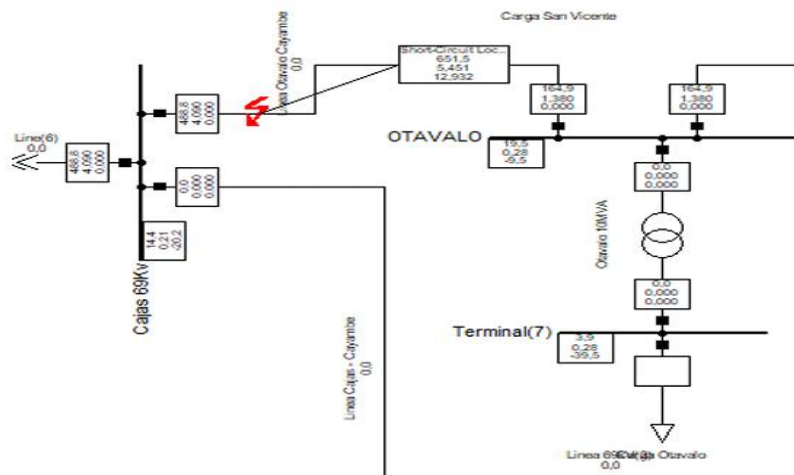


Figura 48 Falla del 20% en la línea de subtransmisión en la posición de Transeléctric-cajas hasta Otavalo.

En la Figura 49 se puede observar las curvas de coordinación de los relés de neutro de cada una de las posiciones y cumpliendo así con los criterios de coordinación para cada curva dentro de los 200ms entre cada curva.

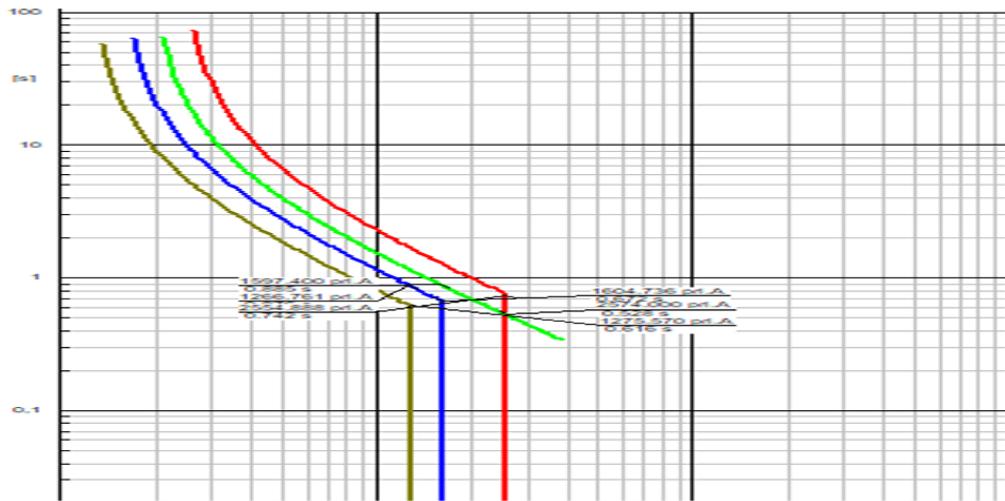


Figura 49 Curva de protecciones de los relés de neutro desde Transeléctric-Cajas hasta Transeléctric-Ibarra.



4.4.3. Coordinación de protecciones de fase y neutro para transformadores en el lazo de estudio.

Para la elaboración de la coordinación de las protecciones de los transformadores ubicados en las subestaciones que pertenecen al lazo de estudio se recopiló información que fue proporcionado por el departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A., ya que dicha información está establecida en los estudios de la empresa para coordinaciones de las protecciones en sus equipos. Es importante mencionar que para las protecciones entre las líneas de subtransmisión y los transformadores de distribución no es necesario que estas coordinen entre sí, esto se debe a la configuración de los devanados que existen en los transformadores de EMELNORTE S.A. En el caso de EMELNORTE S.A. todos los transformadores de distribución cuentan con una configuración delta – estrella aterrizado, por lo cual la protección de fase de la línea de subtransmisión debe coordinar obligatoriamente con las protecciones de fase y neutro del transformador. Mientras que la protección de neutro de la línea, no deben coordinar necesariamente con las protecciones de fase y neutro del transformador.

4.5. Coordinación de protecciones del transformador Atuntaqui.

Los relés temporizados de sobrecorriente de fase y neutro del transformador de la subestación Atuntaqui debe coordinar con los relés de fase de la línea Transelectric-Ibarra y Atuntaqui tomando en cuenta que la corriente siempre fluirá desde la barra a la línea.

Se inyecta una falla monofásica en la barra de 13.8 kv del transformador de distribución para comprobar el funcionamiento de las protecciones y observar las curvas de los equipos de protección en el transformador como se muestra en la Figura 50.

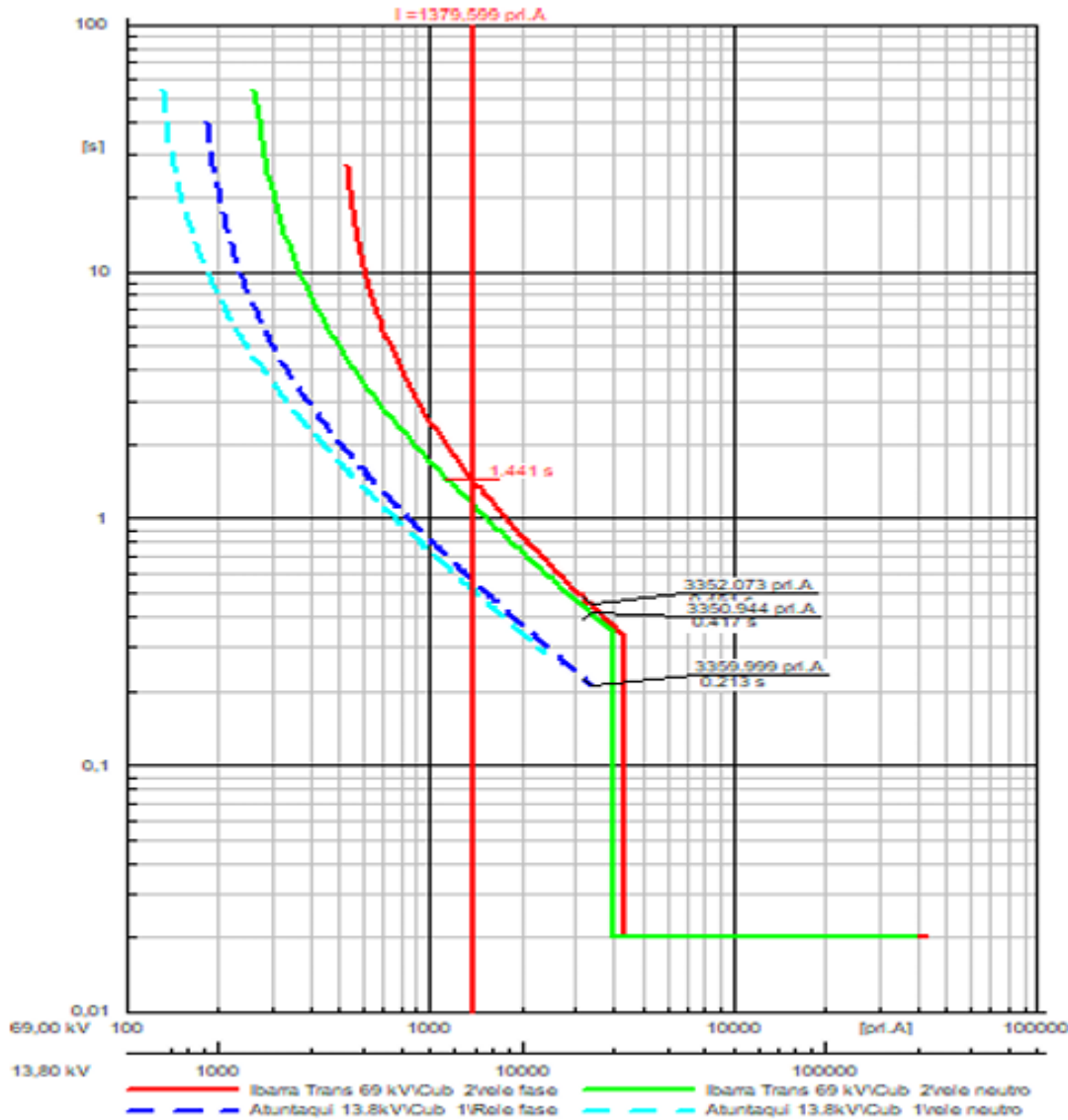


Figura 50 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador con los relés de fase de línea Transelectric-Ibarrá y Atuntaquí.

Al ser protecciones con relés direccionales hablamos que debemos ver también desde la otra dirección del lazo de estudio, en este caso es desde Cajas hasta Ibarra, tomando en cuenta el sentido de la corriente desde la barra a línea, se realiza a continuación la coordinación en el



mismo transformador pero en dirección contraria, esta sería desde San Vicente a Atuntaqui, como se muestra en la Figura 51.

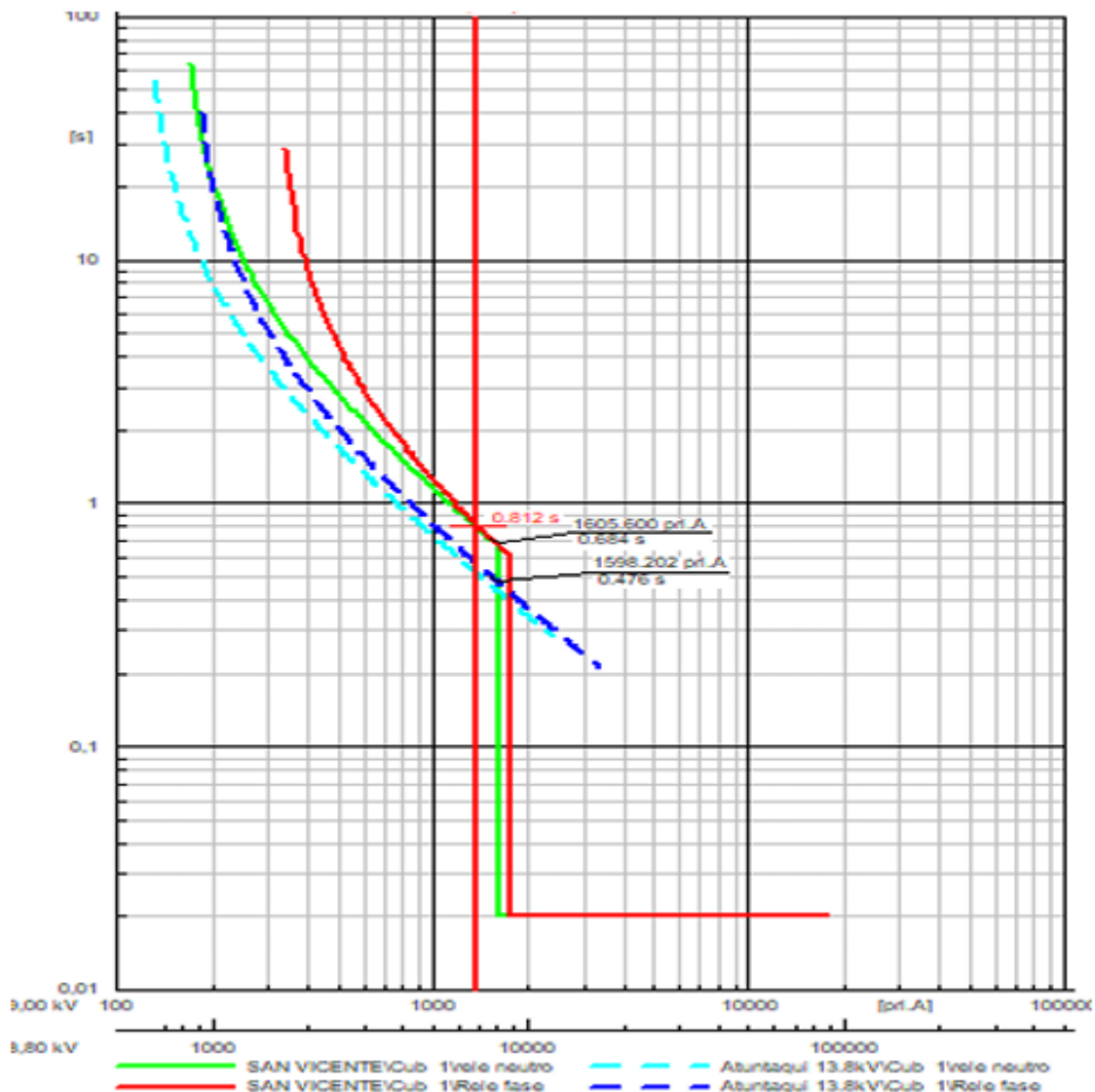


Figura 51 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador Atuntaqui con los relés de fase de línea San vicente-Atuntaqui.



4.6. Coordinación de protecciones del Transformador San Vicente.

Los relés temporizados de sobre corriente de fase y neutro del transformador de la subestación San Vicente deben coordinar con los relés de fase de la línea Atuntaqui-San Vicente y en la otra dirección Otavalo-San Vicente, tomando en cuenta que la corriente siempre fluirá desde la barra a la línea.

Se inyecta una falla monofásica en la barra de 13.8 Kv del transformador de distribución para comprobar el funcionamiento de las protecciones y observar las curvas de los equipos de protección en el transformador como se muestra en la Figura 52.

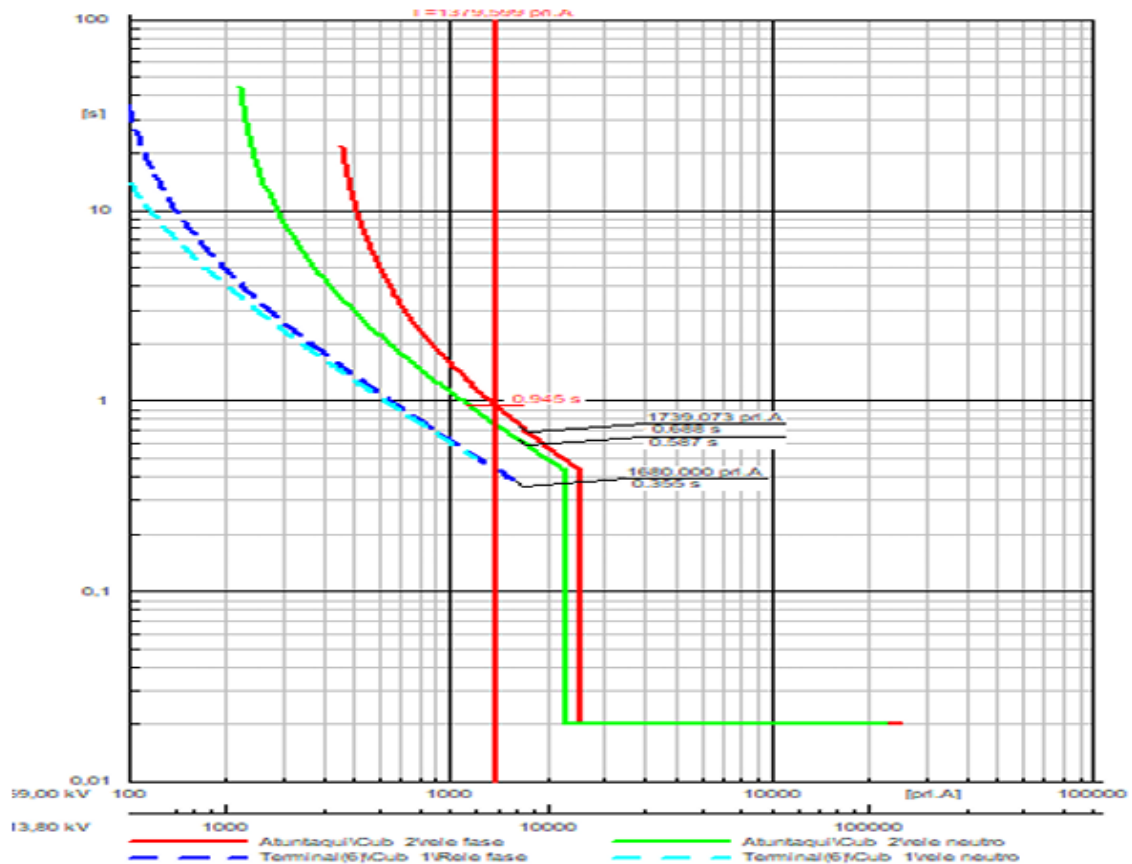


Figura 52 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador San Vicente con los relés de fase de línea Atuntaqui-San Vicente.



En la Figura 53, se puede observar cómo serían las curvas de protecciones si la aplicamos desde el otro sentido de la corriente, tomando en cuenta el transformador de San Vicente, desde la posición Otavalo-San Vicente, tomando en cuenta el sentido de la corriente desde la barra a línea, se realiza a continuación cumpliendo con los criterios de coordinación.

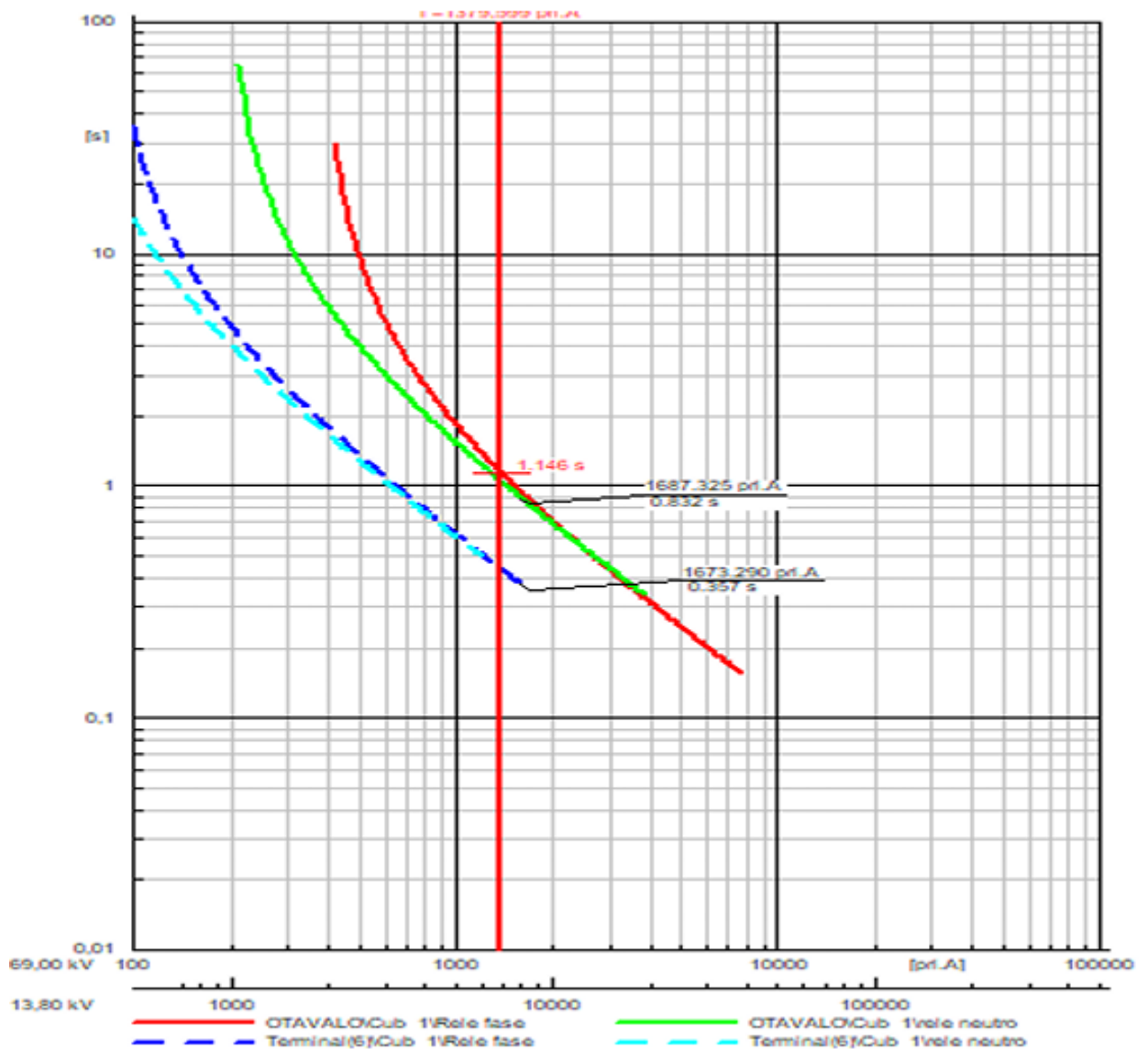


Figura 53 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador San Vicente con los relés de fase de línea Otavalo-San Vicente.



4.7. Coordinación de protecciones del transformador de Otavalo.

Los relés temporizados de sobre corriente de fase y neutro del transformador de la subestación Otavalo, deben coordinar con los relés de fase de la línea San Vicente-Otavalo y en la otra dirección Transeléctric-Cajas y Otavalo tomando en cuenta que la corriente siempre fluirá desde la barra a la línea. En la Figura 54 se muestran las curvas de actuación de los relés después de inyectar una falla monofásica en la barra de 13.8 Kv.

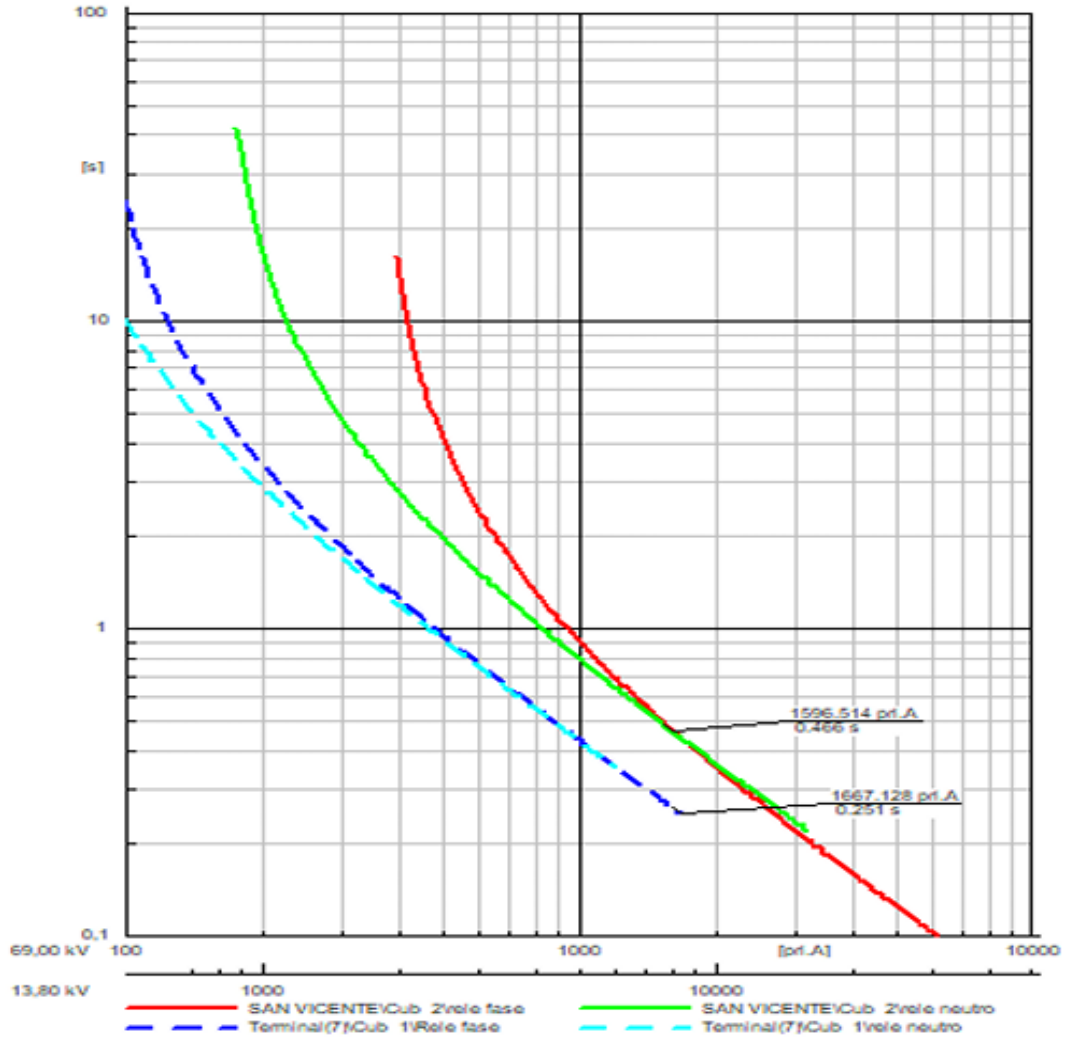


Figura 54 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador Otavalo con los relés de fase de línea San Vicente-Otavalo.



En la Figura 55, se puede observar cómo serían las curvas de protecciones si la aplicamos desde el otro sentido de la corriente, tomando en cuenta el transformador Otavalo, desde la posición Transeléctric-Cajas y Otavalo, tomando en cuenta el sentido de la corriente desde la barra a línea, se realiza a continuación cumpliendo con los criterios de coordinación.

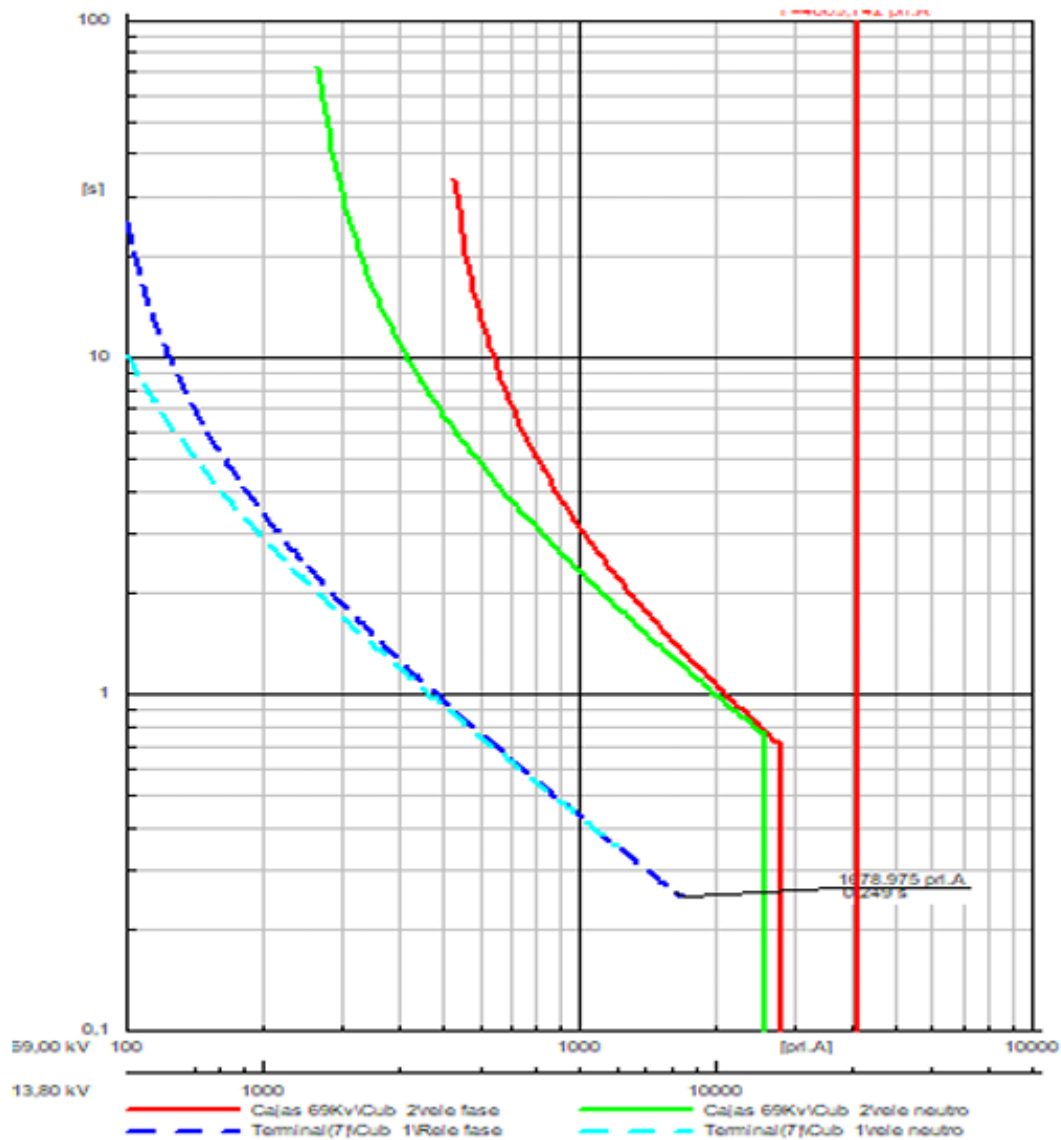


Figura 55 Coordinación de protecciones de los relés fase y neutro del transformador Otavalo con los relés de fase de línea Transeléctric-Cajas y Otavalo.



4.8. Parámetros definitivos para la coordinación de protecciones.

Una vez reajustado todos los parámetros de las protecciones de los relés fase y neutro, los tiempos de operación (DIAL) en cada una de las posiciones de las subestaciones, se procedió a organizar la siguiente Tabla.

Tabla 19 Ajustes de los relés direccionales para la coordinación en el lazo de estudio.

Subestación	Zona de Protección	Voltaje (Kv)	RTC Protección	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Otavalo	Transformador T1	13,8	600 / 5	fase	Muy Inv	3.5	420	0,35	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	2.5	300	0,50	Disable	Disable
	Posición Cajas	69	300 / 5	fase	Muy Inv	5,00	300	0,13	46,38	2782.8
				neutro	Muy Inv	2,00	120	0,21	42.9	2574
	Posición San Vicente	69	250 / 5	fase	Disable	7.68	384	0.33	46.39	2319
				neutro	Disable	3.9	192	0,4	42.07	2103.6
San Vicente	Transformador T1	13,8	600 / 5	fase	Muy Inv	3,50	420	0,50	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	2,50	300	0,70	Disable	Disable
	Posición Otavalo	69	400 / 5	fase	Muy Inv	4,50	360	0,16	32.04	2563.2
				neutro	Muy Inv	2,00	160	0,28	29.53	2362.8
	Posición Atuntaqui	69	400 / 5	fase	Disable	3.84	307.2	0.16	31.24	2499.6
				neutro	Disable	1.92	153.6	0.25	28.33	2266.8
Atuntaqui	Transformador T1	13,8	1200 / 5	fase	Muy Inv	3.5	840	0,30	Disable	Disable
				neutro	Muy Inv	0,50	600	0,40	Disable	Disable
	Posición San Vicente	69	600 / 5	fase	Muy Inv	3.5	420	0,20	14,62	1754,4
				neutro	Muy Inv	1,66	200	0,33	13,38	1605,6
	Posición Ibarra	69	400 / 5	fase	Disable	3.07	245.76	0.30	54.16	4333.2
				neutro	Disable	1.53	122.88	0.55	49.56	3964.8
Transelectric Ibarra	Posición Atuntaqui	69	600 / 5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240
				neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240
Transelectric cajas	Posición Otavalo	69	600 / 5	fase	Muy Inv	4	480	0,25	27	3240
				neutro	Muy Inv	2	240	0,4	27	3240



Conclusiones

- Es sumamente importante investigar las fuentes que permitan aclarar las definiciones y componentes dentro de un sistema de subtransmisión, sus componentes, los criterios teóricos y técnicos. Este estudio evidenció que la correcta aplicación de dichos criterios es fundamental para garantizar la selectividad, sensibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, reduciendo la probabilidad de fallas (monofásicas, bifásicas y trifásicas) o desconexiones innecesarias que puedan afectar la continuidad del servicio.
- A partir de los datos proporcionados por EMELNORTE S.A., se permitió establecer ajustes adecuados para los relés de sobrecorriente direccional de las líneas de subtransmisión tanto en fase como en neutro, las curvas de protección de los transformadores de cada subestación, el tipo de curva y los límites de coordinación que permite EMELNORTE. Los resultados obtenidos demuestran que una correcta definición de estos parámetros es esencial para lograr una coordinación eficiente entre los dispositivos de protección manteniendo la estabilidad operativa del sistema.
- La simulación de la coordinación de protecciones mediante el uso de software DlgSILENT PowerFactory permitió evaluar y validar los ajustes definidos para los relés de sobrecorriente direccional en condiciones de falla. Los resultados de la simulación confirmaron la efectividad del esquema de protección propuesto, evidenciando que el uso de herramientas computacionales es indispensable para optimizar el desempeño del sistema de protección y apoyar la toma de decisiones técnicas en sistemas de protecciones.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO****Recomendaciones**

- Se recomienda disponer de información técnica completa, precisa y actualizada de las líneas de subtransmisión y equipos de protección, lo cual permitirá definir ajustes óptimos para los relés y asegurar una correcta coordinación entre los dispositivos de protección, así mismo el uso de software especializado para la evaluación de la coordinación de protecciones, tanto en la etapa de planificación como en la operación del sistema, con el fin de verificar el desempeño de las protecciones ante diferentes escenarios de falla.



Bibliografía

- [1] A. A. Sallam y O. P. Malik, Electric Distribution Systems, Hoboken, New Jersey: A John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [2] ARCONEL, Regulacion Electrica, 2008.
- [3] A. Enriquez, MODELACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN E INTEGRACIÓN CON, Ibarra, Imbabura , 2019.
- [4] J. Gonzalez, “ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACION TULCAN, UTILIZANDO LA METODOLOGIA APLICADA EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE), Ibarra, 2019.
- [5] ARCERNNR, Glosario de Definiciones y Acrónimos contenidos en la Normativa del Sector electrico Ecuatoriano, Quito, 2019.
- [6] O. Chacón, COORDINACION DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE, Quito, 2014.
- [7] W. Brokering y R. Palma, Atrapando el sol en los Sistemas Electricos de Potencia, Primera ed., Santiago de Chile, 2018.



- [8] A. Gomez, A. Conejo y C. Canizares, Electric Energy Systems, Segunda ed., Boca Raton: CRC Press, 2018.
- [9] W. H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, 3ra ed., New Mexico State: Taylor & Francis Group, 2012.
- [10] A. Cholango Quispe, ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACION ATUNTAQUI, UTILIZANDO LA METODOLOGIA APLICADA EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE)., IBARRA-ECUADOR, 2019.
- [11] M. Masoum y E. Fuchs, POWER QUALITY IN POWER SISTEMS AND ELECTRICAL MACHINES, vol. 2a ed, United States: Academic Press_Elsevier, 2015.
- [12] O. Torres, Protecciones Eléctricas de las Redes de Distribución, Ecuador: CENACE, 2012, p. 18.
- [13] T. Gônen, Electric Power Distribution Engineering, tercera ed., Boca Raton: Tylor & Francis Group, 2014.
- [14] S. Castaño, Proteccion de sistemas electricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2011.
- [15] M. V. Moreno, PROTECCIONES DE SISTEMAS ELECTRICOS, Temuco, 2008.



- [16] Y. Castillo, Estudio de coordinacion de Protecciones en el sistema de subtransmision de la empresa electrica Quito considerando la conexion de la linea Vicentina-Santa Rosa 138kv, Quito, 2018.
- [17] G. Caicedo, Protecciones Electricas, 2020.
- [18] X. Estevez, ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN COTACACHI, CONSIDERANDO LA NUEVA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES DE EMELNORTE S.A., Quito, 2019.
- [19] R. Moreno, CAPÍTULO 3. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE, 2016.
- [20] N. Neppas, COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONALES, Ibarra, 2022.
- [21] DIgSILENT, DIgSILENT PowerFactory 15, Tutorial, 2014.
- [22] A. Cuevas Camacho y J. Hernandez Quintero, COORDINACION DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION, Mexico, 2013.
- [23] E. Harper, Protecciones de sistemas eléctricos, Bogota: Limusa, 2006.
- [24] CELCIP, Construcciones Eléctricas y Civiles Pontón, 2010.
- [25] I. CYME, Programa de Análisis de Redes Electricas., 2015.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Acreditada Resolución Nro. 173-SE-33-CACES-2020

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO



[26] CYME, CYME, PROGRAMAS DE ANALISIS DE REDES ELECTRICAS,
CYME INTERNACIONAL, 2020.